



HOTĂRÂREA NR. 180

privind aprobarea depunerii proiectului obiectivului de investiții „CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE și aprobarea Studiului de fezabilitate aferent acestuia, a indicatorilor tehnico-economici, a devizului general și a bugetului proiectului în cadrul Fondului pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei

Consiliul local Limanu, întrunit în ședința ordinară, din data de 31.10.2023, în baza dispoziției primarului comunei Limanu nr. 251/26.09.2023

Având în vedere:

- Proiectul de hotărâre privind aprobarea depunerii proiectului obiectivului de investiții „CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE și aprobarea Studiului de fezabilitate aferent acestuia, a indicatorilor tehnico-economici, a devizului general și a bugetului proiectului în cadrul Fondului pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, înregistrat sub nr. 19126/26.10.2023;
- Referatul de aprobare al inițiatorului, respectiv primarul comunei Limanu, înregistrat cu nr. 19127/26.10.2023;
- Raportul compartimentului de resort, respectiv biroul contabilitate, buget, finanțe, achiziții și investiții publice, înregistrat cu nr. 19128/26.10.2023;
- Schema de ajutor de stat, bazată pe procedură de ofertare concurențială, vizează sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile, în scopul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie în mixul total de energie și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră;
- Ghidul Solicitantului pentru măsura-Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei produsă din surse regenerabile pentru autoconsum aferentă Fondului pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei;
- Pevederile O.U.G. nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și a celor specifice din reglementările Uniunii Europene și naționale, ale strategiilor și documentelor de politici publice naționale și europene;
- Prevederile art. 25 coroborat cu art. 44 din legea 273/2006 privind finanțele publice locale;
- Hotărârea nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- Pevederile art. 166 alin. (2) lit. o), art. 196 alin. (1) lit. a) și art. 197 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile Legii nr. 52/2003 privind transparența decizională în administrația publică;
- Avizul comisiei de specialitate a Consiliului local Limanu;

În temeiul art.129 alin.2 litera b) coroborat cu alin.4 lit.d) din OUG nr. 57 din 2019 privind Codul Administrativ;

HOTĂRĂȘTE:

Art.1. Se aprobă depunerea proiectului obiectivului de investiții „CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU, DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE” în cadrul Fondului pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Art.2. Se aprobă studiul de fezabilitate pentru obiectivul de investiții “ CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE”, astfel cum este prevăzut în anexa nr. 1 la prezenta hotărâre.

Art.3. Se aprobă indicatorii tehnico-economici și devizul general, actualizat, în conformitate cu anexa nr. 2, parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.4. Se aprobă bugetul proiectului descris la art. 1 din prezenta hotărâre, astfel cum este prevăzut în anexa nr. 3.

Art.5. Se mandatează domnul Georgescu Gheorghe Daniel, primarul comunei Limanu, pentru a semna actele necesare și contractul de finanțare în numele U.A.T. comuna Limanu.

Art.6. Prezenta hotărâre poate fi atacată la instanța de contencios administrativ, în conformitate cu prevederile Legii nr. 554/2004 a contenciosului administrativ, cu modificările și completările ulterioare.

Art.7. Secretarul comunei Limanu va comunica prezenta hotărâre Instituției Prefectului – Județul Constanța pentru controlul legalității, compartimentelor de specialitate din cadrul aparatului de specialitate al primarului, pentru luare la cunoștință și ducere la îndeplinire și se va afișa în locuri publice pentru a fi cunoscută de cetățeni.

Prezenta hotărâre a fost adoptată cu 13 voturi pentru, 0 vot abținere, 0 vot împotrivă din 13 consilieri prezenți și un număr de 15 consilieri în funcție.

Nr. 180/31.10.2023
Comuna Limanu

**PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
MARICOIU IONUȚ CĂLIN**



**CONTRASEMNEAZĂ,
SECRETAR GENERAL,
CRĂCIUN PETRACHE LORENA ANTONIA**



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

*Studiu de Fezabilitate
pentru*

**CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ
(PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU
STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU
MAȘINI ELECTRICE**

Comuna Limanu
situat în județul Constanța

PROIECTANT GENERAL: EURO AIM CONSULTING S.R.L.

CUI RO 40015515

J13/1423/2021

Str. Cișmelei, nr. 18, scara A, ap. 44, Constanța, județul Constanța

Proiectant de specialitate: E-Motion Electric S.R.L.

CUI RO 29817933

J40/16636/2020

Str. Bucegi, nr. 12 Bis, Sector 1, București





PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

Personal Elaborare:

Simona-Irina Sîrbu



Ing. Teodor-Ioan Diaconu

Grad de autorizare ANRE II A+B

Legitimatie 202213107

Verificat de :

Dr. Ing. Ciprian-Gheorghe Diaconu

Grad de autorizare ANRE IV A+B

Legitimatie 202213106



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



ADEVERINȚA NR. 202213107 / 26.11.2022

DE ELECTRICIAN AUTORIZAT

Gradul și Tipul: IIA, IIB

Nume și prenume: Diaconu Teodor-Ioan

CNP: [REDACTED]

Prezența adeverinței conferă calitatea de electrician autorizat pe durata nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.

Titularul acestei adeverințe are competență să proiecteze și/sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținute.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verficatorilor de proiecte și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Semnătură autorizată

	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 26.11.2027	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Nr. 0063993



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



ADEVERINȚA NR. 202213106 / 26.11.2022

DE ELECTRICIAN AUTORIZAT

Gradul și Tipul: IVA, IVB

Nume și prenume: Diaconu Ciprian Gheorghe

CNP: [REDACTED]

Prezența adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durata nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.

Titularul acestei adeverințe are competență să proiecteze și/sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținute.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verificărilor de proiecte și a expertizelor tehnice de calitate și extrajudiciare în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Semnătură autorizată

 Data vizării: 26.11.2022	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 26.11.2027	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Nr. 0063992



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

Cuprins

A) PIESE SCRISE.....	8
1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII	8
1.1. DENUMIREA OBIECTIVELOR DE INVESTITII	8
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR.....	8
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)	8
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI.....	8
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE.....	8
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII.....	9
2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (IN CAZUL IN CARE A FOST ELABORAT IN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALA, NECESITATEA SI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTITII SI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE SI PROPUSE SPRE ANALIZA	9
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLATIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUTIONALE SI FINANCIARE	9
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE SI IDENTIFICAREA DEFICIENTELOR.....	14
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU SI LUNG PRIVIND EVOLUTIA CERERII, IN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTITII.....	20
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE	24
2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR.....	26
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	29
3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:.....	29
3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC	35
3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI:.....	46
3.4. STUDII DE SPECIALITATE, IN FUNCTIE DE CATEGORIA SI CLASA DE IMPORTANTA A CONSTRUCTIILOR, după caz:	48
3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI	49
4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPU(S)E)	49

4.1.	PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ.....	49
4.2.	ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI ȘI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTIȚIA	49
4.3.	SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM:.....	50
4.4.	SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:	50
4.5.	ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	51
4.6.	ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ	53
4.7.	ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU ȘI ANALIZA DE SENZITIVITATE.....	59
5.	SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(A) OPTIM(A), RECOMANDAT(A).....	66
5.1.	COMPARAȚIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITĂȚII ȘI RISCURILOR.....	66
5.2.	SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI / OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	67
5.3.	DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:.....	67
5.4.	PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:.....	69
5.5.	PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINTELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE	71
5.6.	NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE ȘI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCĂȚII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE	72
B)	Verificarea conformității administrative și a eligibilității ofertei (cererea de finanțare cu anexele sale) 74	
6.	URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME	75
6.1.	CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	75



*PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.*

6.2.	EXTRAS DE CARTE FUNCARA, CU EXCEPTIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVAZUTE DE LEGE	75
6.3.	ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITATII COMPETENTE PENTRU PROTECTIA MEDIULUI, MASURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MASURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU IN DOCUMENTATIA TEHNICO-ECONOMICA	75
6.4.	AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITATILOR.....	75
6.5.	STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CATRE OFICIUL DE CADASTRU SI PUBLICITATE IMOBILIARA	75
6.6.	AVIZE, ACORDURI SI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE	76
7.	IMPLEMENTAREA INVESTITIEI	76
7.1.	INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILA CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI.....	76
7.2.	STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZAND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTITII (IN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUTIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI, ESALONAREA INVESTITIEI PE ANI, RESURSE NECESARE.....	76
7.3.	STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE SI INTRETINERE: ETAPE, METODE SI RESURSE NECESARE	78
7.4.	RECOMANDARI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITATII MANAGERIALE SI INSTITUTIONALE	78
8.	CONCLUZII SI RECOMANDARI	80
C)	PIESE DESENATE.....	81

Anexa 1 – Fișe panouri fotovoltaice
Anexa 2 – Fișe invertoare
Anexa 3 – Deviz general centralizator Scenariul 1
Anexa 4 – Deviz pe obiecte Scenariul 1
Anexa 5 – Deviz general centralizator Scenariul 2
Anexa 6 – Deviz pe obiecte Scenariul 2
Anexa 7 – Grafic Gantt
Anexa 8 – Flux de capital pentru scenariul 1
Anexa 9 – Flux de capital pentru scenariul 2
Anexa 10 – Plan de încadrare în zonă
Anexa 11 – Plan de situație



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

STUDIU DE FEZABILITATE

A)PIESE SCRISE

1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVELOR DE INVESTITII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru realizarea unei centrale electrice fotovoltaice destinate autoconsumului cu regim de prosumator, dotat cu stație de încărcare pentru mașini electrice în amplasamentul comunei Limanu din județul Constanța:

Construire centrală fotovoltaică (prosumator) Limanu dotată cu stație de reîncărcare pentru mașini electrice

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- Comuna Limanu, cu sediul în Strada Castanului nr. 32, Limanu, județul Constanța;
- Cod de Înregistrare Fiscala: 4671688;
- Telefon: 0241 858 204;

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERTIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este comuna Limanu.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

Societatea EURO AIM CONSULTING S.R.L.

Sediu social: Str. Cișmelei, nr. 18, scara A, ap. 44, Constanța, județul Constanța

E-mail: euroaimconsultingsrl@gmail.com ;

Tel: +40723271892 ;

Responsabil: Simona-Irina Sârbu.

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

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (ÎN CAZUL ÎN CARE A FOST ELABORAT ÎN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ

Nu a fost realizat un Studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI POLITIC, STRATEGII, LEGISLAȚIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE

Strategia uniunii energetice (COM/2015/080), publicată la 25 februarie 2015, ca prioritate cheie a Comisiei Juncker (2014-2019), urmărește construirea unei Uniuni energetice care să ofere consumatorilor UE – gospodării și întreprinderi – energie sigură, sustenabilă, competitivă și accesibilă.

De la lansarea sa, în 2015, Comisia Europeană a publicat mai multe pachete de măsuri și rapoarte periodice de progres, care monitorizează implementarea acestei priorități cheie, pentru a se asigura că strategia uniunii energetice este realizată.

Uniunea energetică presupune cinci dimensiuni strâns legate și care se consolidează reciproc:

- Securitate, solidaritate și încredere – diversificarea surselor de energie ale Europei și asigurarea securității energetice prin solidaritate și cooperare între țările UE;
- Piață internă a energiei pe deplin integrată – care să permită circulația liberă a energiei prin UE printr-o infrastructură adecvată și fără bariere tehnice sau de reglementare;
- Eficiență energetică – creșterea eficienței energetice va reduce dependența de importurile de energie, va reduce emisiile și va genera locuri de muncă și creștere economică;
- Acțiune climatică, decarbonizarea economiei – UE se angajează să ratifice rapid Acordul de la Paris și să își mențină liderul în domeniul energiei regenerabile
- Cercetare, inovare și competitivitate – sprijinirea descoperirilor în tehnologiile cu emisii scăzute de carbon și energie curată, acordând prioritate cercetării și inovației pentru a stimula tranziția energetică și a îmbunătăți competitivitatea.

În 2019, UE și-a revizuit cadrul de politică energetică pentru a ne ajuta să trecem de la combustibilii fosili către o energie mai curată – și, mai precis, să ne îndeplinim angajamentele



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Acordului de la Paris privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Acordul asupra acestui nou cadru de reguli energetice – denumit pachetul Energie curată pentru toți europenii – a marcat un pas semnificativ către implementarea strategiei uniunii energetice, publicată în 2015.

Pe baza propunerilor Comisiei publicate în 2016, pachetul este compus din 8 directive noi. În urma acordului politic al Consiliului UE și al Parlamentului European (finalizat în mai 2019) și a intrării în vigoare a diferitelor norme UE, țările UE au la dispoziție 1-2 ani pentru a transforma noile directive în legislație națională.

Noile reguli vor aduce beneficii considerabile consumatorilor, mediului și economiei. Prin coordonarea acestor schimbări la nivelul UE, legislația subliniază, de asemenea, poziția de lider al UE în combaterea încălzirii globale și aduce o contribuție importantă la strategia pe termen lung a UE de a atinge neutralitatea carbonului (emisii nete zero) până în 2050.

Pentru a susține din punct de vedere financiar aceste acorduri, reguli și ținte, Fondul pentru Modernizare (FM) vine ca un instrument nou de finanțare ce contribuie la obiectivele Pactului Verde European prin sprijinirea unei tranziții juste din punct de vedere social către o economie verde.

Statele membre care, în anul 2013, au înregistrat un PIB pe cap de locuitor la prețurile pieței (în euro) sub 60 % din media Uniunii sunt beneficiare ale FM, respectiv: Bulgaria, Croația, Cehia, Estonia, Ungaria, Letonia, Lituania, Polonia, România și Slovacia.

FM a fost instituit de 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, pentru sprijinirea investițiilor în modernizarea sistemelor energetice și îmbunătățirea eficienței energetice, inclusiv finanțarea proiectelor de investiții la scară mică, în concordanță cu obiectivele cadrului de politici ale Uniunii privind clima și energia pentru 2030 și cu obiectivele pe termen lung prevăzute în Acordul de la Paris.

Perioada de implementare a FM este 2021-2030.

FM este constituit din veniturile obținute prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU-ETS pentru perioada 2021-2030. România are alocat un procent de 11,98% din totalul de 2 % din cantitatea totală de certificate alocate statelor membre prin schema EU-ETS pentru perioada 2021-2030, pe care o poate utiliza pentru finanțarea investițiilor, astfel cum este prevăzut în Anexa IIb la Directiva EU-ETS revizuită.

Totodată, Directiva EU-ETS prevede posibilitatea ca statele membre beneficiare ale FM să poată transfera total sau parțial alocarea acordată cu titlu gratuit în temeiul art. 10c, precum și posibilitatea transferului total sau parțial al cuantumului certificatelor din Fondul de Solidaritate prevăzut la art. 10 alin. (2) lit. b). De această posibilitate au uzat 5 state membre beneficiare,



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

respectiv Croația, Cehia, Lituania, România și Slovacia.

Astfel, numărul total de certificate alocate României este de 200.766.069, din care:

- 33.018.490 (11,98%) - din Fondul pentru modernizare;
- 81.673.875 - transfer din art. 10(2)(b) Directiva EU ETS;
- 86.073.704 - transfer din art. 10c Directiva EU ETS

Performanță energetică în clădiri

Clădirile sunt responsabile pentru aproximativ 40% din consumul de energie și 36% din emisiile de CO₂ din UE, ceea ce le face cel mai mare consumator de energie din Europa.

Făcând clădirile mai eficiente din punct de vedere energetic, UE își poate atinge mai ușor obiectivele energetice și climatice. Directiva privind performanța energetică a clădirilor ((UE 2018/844) subliniază măsuri specifice pentru sectorul construcțiilor pentru a face față provocărilor, actualizând și modificând multe reguli anterioare (Directiva 2010/31/UE).

Energie regenerabilă

Pentru a demonstra leadershipul global în ceea ce privește sursele regenerabile, UE a stabilit un obiectiv ambițios și obligatoriu de 32% pentru sursele de energie regenerabilă în mixul energetic al UE până în 2030.

Directiva revizuită privind energia din surse regenerabile (2018/2001/UE), care conține acest angajament, a intrat în vigoare în decembrie 2018.

Eficiență energetică

Punerea eficienței energetice pe primul loc este un obiectiv cheie al pachetului, deoarece economiile de energie reprezintă cea mai simplă modalitate de a reduce emisiile cu efect de seră, economisind în același timp și bani pentru consumatori. Prin urmare, UE și-a stabilit obiective obligatorii de creștere a eficienței energetice față de nivelurile actuale cu cel puțin 32,5% până în 2030.

Directiva privind eficiența energetică ((UE) 2018/2002), în vigoare din decembrie 2018, stabilește acest obiectiv.

Reglementarea guvernancei

Pachetul include un sistem robust de guvernare pentru Uniunea energetică, planul UE de a transforma în mod fundamental sistemul energetic al Europei.

În cadrul acestei strategii, fiecare țară din UE trebuie să stabilească planuri naționale integrate de energie și climă (PNIEC) pe 10 ani pentru 2021-2030. PNIEC subliniază modul în care țările UE își vor atinge obiectivele respective în toate cele 5 dimensiuni ale uniunii energetice, inclusiv o viziune pe termen mai lung către 2050.



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Actul relevant – Regulamentul privind guvernanța uniunii energetice și acțiunea climatică (UE) 2018/1999 – este în vigoare din decembrie 2018.

Proiectarea pieței de energie electrică

O altă parte a pachetului urmărește să stabilească un design modern pentru piața europeană de energie electrică, adaptat la noile realități comerciale – mai flexibil, mai bazat pe piață și mai bine plasat pentru a integra o cotă mai mare de surse regenerabile.

Elementele de proiectare a pieței de energie electrică au 4 componente – două legi noi privind energia electrică, una privind pregătirea pentru riscuri și alta care evidențiază un rol mai puternic pentru Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare a Energiei (ACER).

Sectorul energetic este responsabil pentru peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră ale UE. Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% (comparativ cu 1990) până în 2030,
- atingerea neutralității climatice până în anul 2050.

Pe baza obiectivului de 20% pentru 2020, Directiva reformată privind energia din surse regenerabile 2018/2001/UE a stabilit un nou obiectiv obligatoriu de producere a energiei din surse regenerabile în UE pentru 2030 de cel puțin 32%, cu o clauză pentru o posibilă revizuire ascendentă până în 2023.

Pentru a atinge ținte climatice mai ridicate, așa cum era prezentat în Pactul Verde European în decembrie 2019, au fost necesare revizuirii suplimentare ale directivei.

Comisia a prezentat noile obiective climatice ale Europei pentru 2030, inclusiv o propunere de modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile, la 14 iulie 2021. Aceasta urmărește să crească obiectivul actual la cel puțin 40% surse de energie regenerabilă în mixul energetic global al UE până în 2030.

În ceea ce privește ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie, Fit for 55 crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030.

În ceea ce privește eficiența energetică, aceasta rămâne o prioritate absolută chiar și în noua viziune prezentată de Fit for 55, țintele Uniunii Europene au fost ridicate de la 32,5% până la 36-39%.

Noutatea absolută este reprezentată de caracterul de obligativitate a creșterii performanțelor energetice și de scădere cu până la 9% a necesarului total de energie, raportat la scenariul de referință.

Principalele mijloace prin care Statele Membre, prin intermediul utilizatorilor de energie, pot atinge obiectivele stabilite constau așadar în:

- Creșterea Performanțelor Energetice prin implementarea de Acțiuni de Îmbunătățire a Performanțelor Energetice (AIPE) de natură organizatorică (*no-cost*) și investițională, la nivelul contururilor energetice aparținând utilizatorilor finali;
- Creșterea gradului de utilizare a energiei electrice produse din Surse Regenerabile de Energie (SRE) prin:
 - Implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE în amplasamentele proprii;
 - Contractarea unui serviciu de furnizare a energiei electrice de tip 100% regenerabil, atunci când implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE nu este posibilă datorită unor limitări tehnologice, de amplasament etc.;
- Creșterea performanței energetice la nivelul rețelelor electrice de transport și distribuție ce poate fi realizată prin:
 - Înlocuirea elementelor de rețea cu un grad ridicat de uzură fizică și morală cu echipamente noi, performante din punct de vedere energetic, dimensionate corect raportat la sarcinile maxime actuale – *măsuri luate de OT / OD*.
 - Aplatizarea Graficului de Sarcină – *măsuri luate de utilizatorii finali și de OD*.
- Creșterea performanței energetice la nivelul contururilor energetice aparținând utilizatorilor finali prin cuantificarea și minimizarea impactului funcționării rețelelor electrice de distribuție interne în regimuri deformante de curent electric.

La nivel național, cadrul legislativ primar este definit, conceput și propus de către Ministerul Energiei. Ulterior, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. – elaborează normele de aplicare prin ordine ale președintelui A.N.R.E., rezultând astfel legislația secundară. În acest sens, domeniul eficienței energetice se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050,
- Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030,
- Legea 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale
- Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare,
- Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și privind

modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare,

- Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare,
- Ordonanța de urgență nr. 163 din 29 noiembrie 2022 pentru completarea cadrului legal de promovare a utilizării energiei din surse regenerabile, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

2.3. ANALIZA SITUAȚIILOR EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. DESCRIEREA AMPLASAMENTULUI

Județul Constanța se află în extremitatea sud-estică a României, în partea central-sudică a provinciei istorice Dobrogea, între județul Tulcea (la N), Marea Neagră (la E), granița de stat cu Bulgaria (la S) și cursul inferior al Dunării (la V), care îl separă de județele Călărași, Ialomița și Brăila. Este intersectat de paralela de 44° latitudine N și de meridianul de 28° longitudine E. Suprafața județului este de 7.071 km², reprezentând 2,97% din suprafața țării. Populația județului este de 753.331 locuitori (2021). Reședința județului este municipiul Constanța. Cele mai importante localități ale județului sunt orașele Cernavodă, Eforie, Hârșova, Mangalia (municipiu), Medgidia (municipiu), Limanu, Năvodari, Negru Vodă, Ovidiu, Techirghiol.

Relieful județului. Constanța este format, predominant, dintr-o zonă extinsă de podiș tabular, cu alt. de 100–200 m care, sub raport morfostructural, aparține celor două mari unități de podiș – Podișul Dobrogei de Sud și Podișul Dobrogei Centrale (sau Podișul Casimcei). Podișul Dobrogei de Sud, cu subdiviziunile sale (Podișul Carasu, Podișul Oltinei și Podișul Cobadin), are aspectul unei câmpii înalte, acoperită cu depozite groase de loess, care îi conferă un caracter structural cvasi tabular. Aceste depozite sunt susținute de roci calcaroase și gresii de vârstă cretacică și terțiară care, la rândul lor, stau peste un fundament rigid, de platformă, alcătuit din șisturi verzi. În cadrul acestei zone, apele de suprafață au săpat văi adânci în depozitele de loess, mărginite de versanți abrupti, creând adevărate culoare depresionare, cu aspect de canion. Între aceste văi se desfășoară interfluviile largi, ușor ondulate, cu aspect de poduri suspendate. Specific acestei regiuni este și relieful carstic, dezvoltat pe calcare barremiene și sarmațiene, evidențiat prin văi oarbe, polii, doline, depresiuni endoreice, chei, sorburi și peșteri mici. Podișul Dobrogei Centrale (sau Podișul Casimcei), situat la N de linia tectonică Capidava–Ovidiu, ocupă partea de nord a județului Constanța, având un relief variat, dezvoltat pe calcare, șisturi verzi și loess. Relieful calcaros este evidențiat prin martori de eroziune (resturi ale unei vechi bariere de corali din Marea jurasică), pe aliniamentul Hârșova–Crucea–Gura Dobrogei, prin chei (Mireasa, Șirtoman, Valea Seacă), peșteri (Gura Dobrogei), doline, polii, lapiezuri și depresiuni de baraj

carstic (Stupina, Crucea, Gălbiori, Mireasa, Târgușor). O caracteristică a acestei zone o constituie faptul că șisturile verzi din fundament apar frecvent la zi, ele jucând un rol important în formarea reliefului din această parte a județului Constanța (dealuri și depresiuni de eroziune dezvoltate pe aceste șisturi). În extremitatea vestică a județului Constanța, limitrofă Dunării, apar terasele și lunca Dunării, iar în cea estică se extinde o fâșie îngustă a câmpiei litorale, reprezentată prin terase de abraziune, cu zone de faleză înaltă ce alternează cu plaje și cu regiuni joase ocupate de cuvete lacustre.

Vegetația de pe teritoriul județului Constanța este puternic modificată de activitatea antropică. Vegetația naturală a stepei dobrogene, înlocuită în mare parte de culturile agricole, include pajiști de stepă cu păiuș (*Festuca vallesiaca*), pir crestă (*Agropyron cristatum*), colilie (*Stipa capillata*), firuță cu bulbi (*Poa bulbosa*), peliniță (*Artemisia austriaca*), alior (*Euphorbia stepposa*) ș.a. De-a lungul văilor se dezvoltă unele tufișuri de tip submediteranean, alcătuite din păliur (*Paliurus spina christi*), vișin turcesc (*Prunus mahaleb*), iasomia (*Jasminum fruticans*) ș.a. Silvestepa ocupă zone restrânse în sud-vestul județului Constanța unde vegetează păduri de stejar brumăriu (*Quercus pedunculiflora*) și stejar pufos (*Quercus pubescens*) în alternanță cu păduri de tei (*Tilia tomentosa*) și cu tufișuri de arbuști submediteraneeni, compuse din cărpiniță (*Carpinus orientalis*), mojdrean (*Fraxinus ornus*), scumpie (*Cotinus coggygria*) ș.a. În zona litorală, până nu demult, se dezvoltă o vegetație halofilă și psamofilă cu numeroase rarități floristice (ciucușoara de nisip/*Alyssum borzeanum* ș.a.) și plante ocrotite (cârcelul/*Ephedra distachya*, varza de nisip/*Crambe maritima*, volbura de nisip/*Convolvulus persicus* ș.a.), adaptate la uscăciune. În prezent, cea mai mare parte a vegetației din perimetrul zonei litorale a dispărut din cauza amenajării falezelor și a plajelor, și a extinderii construcțiilor.

Fauna cuprinde elemente caracteristice stepei, adaptate agrobiocenozelor, în cadrul cărora predomină rozătoarele și păsările: popândăul (cel mai mare dăunător), șoarecele, orbetele mic, șobolanul de câmp, dihorul de stepă, iepurele ș.a., prepelița, potârnichea, dropia și spârcaciul (ocrotite de lege), graurul, coțofana, uliul porumbar, uliul șerpar ș.a. Speciile submediteraneene sunt frecvent întâlnite (broasca țestoasă dobrogeană de uscat, șarpele rău), iar elementele endemice sunt tot mai rare (gușterul vărgat, grivanul dobrogean). Fauna pădurilor este alcătuită din câpriori, veverițe, vulpi, mistreți, pisici sălbătice, jderi de scorbură și de piatră, mufloni și fazani (colonizați), bufnițe, șoimul dunărean, pajura țipătoare, turturele, porumbei gulerati, arici, vipera cu corn (rară), șopârla de frunzar etc. În apele Mării Negre, ale Dunării și ale lacurilor există o bogată și variată ihtiofaună cu mare valoare economică (sturioni, scrumbii, plătică, somn, crap, știucă etc.).

Rețeaua hidrografică este formată în general din râuri scurte (tributare Dunării sau lacurilor litorale) care seacă frecvent în anotimpul cald, cu excepția râurilor Casimcea, Topolog și Carasu. O notă caracteristică a rețelei hidrografice a județului este densitatea foarte scăzută a

acesteia, $0,1 \text{ km/km}^2$ – reprezentând cea mai redusă valoare din țară. Valea Carasu a fost supusă în cea mai mare parte lucrărilor de canalizare, pe ea axându-se traseul canalului Dunăre–Marea Neagră. În arealul județului se găsesc numeroase lacuri, de dimensiuni și origini diferite: limane fluviatile (Bugeac sau Gârlița $13,86 \text{ km}^2$, Oltina 19 km^2 , Mârleanu $7,7 \text{ km}^2$, Vederoasa $6,08 \text{ km}^2$, Baciș $3,4 \text{ km}^2$, Cochirleni ș.a.) situate pe dreapta. văii Dunării; limane fluvio-marine, formate prin anastomozarea gurilor de vărsare ale râurilor de către cordoanele marine (Corbu sau Cargalâc $5,39 \text{ km}^2$, Tașaul $22,8 \text{ km}^2$, Techirghiol $10,68 \text{ km}^2$, Tatlageac $1,41 \text{ km}^2$, Mangalia $2,61 \text{ km}^2$, Agigea $0,55 \text{ km}^2$); lagune marine, care reprezintă fostele golfuri marine (Sinoie $165,6 \text{ km}^2$ cu anexele sale Istria și Nuntași – parte componentă a complexului lagunar Razim, Siutghiol $19,56 \text{ km}^2$ cu anexa sa – lacul Tăbăcăriei de $0,96 \text{ km}^2$, separate printr-un grind nisipos); iazuri, amenajate în special în bazinul Văii Carasu. Unele dintre aceste lacuri (Techirghiol, Mangalia, Agigea) prezintă o importanță deosebită pentru nămolul lor cu calități terapeutice, altele (Siutghiol, Tașaul, Tatlageac) pentru practicarea sporturilor nautice și pentru turism, iar altele (Sinoie, Oltina, Bugeac ș.a.) pentru piscicultură. Marea Neagră, care scaldă țărmul județului Constanța pe aproximativ jumătate din lungimea sa totală (234 km), reprezintă un complex acvatic care a generat atât dezvoltarea unor activități portuare maritime, cât mai ales apariția mai multor stațiuni balneoclimaterice și dezvoltarea unui intens flux turistic estival.

Județul Constanța este abundent în resurse minerale, precum: zăcăminte de petrol și gaze naturale (în platforma continentală a Mării Negre, exploatate începând cu 7 mai 1987); minereuri de fier (Palazu Mare); fosforite (Ivrinezu, Peștera), diatomit (Adamclisi, Abrud, Hațeg, Urluia, Rasova, Văleni, Șipotele), cretă (Limanu, Medgidia, Nazarcea), bentonit (Adamclisi), dolomit (Dorobanțu, Ovidiu), calcar (Corbu, Piatra, Luminița, Mircea Vodă, Saligny, Hârșova, Topalu, Lespezi, Deleni, Medgidia ș.a.), argilă caolinoasă (Mircea Vodă, Țibrinu, Cuza Vodă, Limanu, Tortoman, Hațeg, Abrud), șisturi verzi și cuarțite (Istria, Pantelimon, Fântânele, Mihai Viteazu), nisipuri glauconitice și cuarțoase (Remus Opreanu, Cuza Vodă, Medgidia, Ciobănița, Plopeni), ape minerale mezotermale, sulfuroase (Mangalia, Topalu).

Clima aparține în proporție de c. 80% sectorului temperat-continental, fiind specifică zonei de câmpie și, în mică măsură, celei de deal, iar aproximativ 20% din teritoriul județului Constanța se află sub influența climatului maritim. Regimul climatic se caracterizează prin veri călduroase, uneori toride, și secetoase și ierni puțin friguroase, marcate adeseori de viscole puternice în arealul continental al județului și prin veri mai puțin fierbinți (datorită brizei marine) și ierni blânde în zona litoralului Mării Negre. Influența Mării Negre asupra regimului termic se manifestă în sezonul cald al anului prin scăderea ușoară a mediilor termice lunare, iar în anotimpul rece prin acțiunea ei moderatoare care determină temperaturi mai puțin coborâte. Aceasta face ca Mangalia să fie printre puținele zone din țară unde pe timpul iernii temp. medie lunară să rămână pozitivă (mediile lunii ian. coborând rareori sub 0°C). Temp. medie anuală

oscilează în jurul valorii de 11°C. Temp. max. absolută (42,2°C) s-a înregistrat la Cernavodă, la 20 aug. 1945, iar minima absolută (-33,1°C) la Limanu, la 25 ian. 1942. La aceeași dată a iernii din 1942, când s-a înregistrat și cea mai scăzută temp. de pe teritoriul României (-38,5°C, la stațiunea meteorologică Bod din județul Brașov), pe țărmul Mării Negre temperatura aerului era cu peste 13°C mai ridicată la Constanța (-25,0°C) și Mangalia (-25,2°C), tocmai datorită influenței moderatoare a Mării Negre. Precipitațiile medii anuale sunt repartizate neuniform în județ, totalizând sub 500 mm, respectiv, 377,8 mm la Mangalia, 427,0 mm la Cernavodă și 469,7 mm la Oltina. Cea mai mare parte a precipitațiilor cade în sezonul cald, mai ales sub formă de averse. În perioada estivală, nebulozitatea este redusă, ceea ce face ca durata de strălucire a Soarelui să depășească 10–12 ore pe zi, asigurând plajelor litoralului românesc o expunere solară cu mult mai îndelungată decât în alte părți. Vânturile predominante bat dinspre nord și nord-est în zona litoralului Mării Negre (la Constanța 21,5% dinspre nord; la Mangalia 17,3% dinspre nord-est) și dinspre NV, în zona continentală (la Cernavodă, 21,8% din vânturile înregistrate bat dinspre NV). Vitezele medii anuale ale vânturilor sunt mai mari în zona litorală (peste 4 m/s) și mai scăzute în rest (sub 3,6 m/s). În timpul verii, pe litoral se manifestă o circulație locală a aerului, sub forma brizei de mare (ziua) și brizei de uscat (noaptea), care se resimte la o distanță de 10–15 km spre interiorul uscatului.

Una dintre cele 58 de comune ale județului Constanța este Limanu, situată în sud-estul județului pe țărmul Mării Negre, la granița cu Bulgaria. Această comună este alcătuită din 4 sate: 2 Mai, Hagieni, Limanu și Vama Veche. Aceasta se învecinează la sud cu Bulgaria, la vest cu comuna Albești, la nord cu comuna Pecineaga și Mangalia, iar la est cu Marea Neagră. Denumirea actuală a satului Limanu datează din anul 1940.

Comuna Limanu, din punct de vedere al reliefului, reprezintă o rezervație complexă de dune marine întinse între satele 2 Mai și Vama Veche și o rezervație forestieră prin Pădurea Hagieni care ocupă o suprafață de 393 hectare. Cea din urmă este ocrotită de lege din 1962, deoarece deține exemplare maiestuoase de stejar brumăriu (*Quercus pedunculiflora*) și stejar pufos (*Quercus pubescens*), de cărpiniță (*Carpinus orientalis*) și de scumpie (*Cotinus coggygria*), dar și un covor ierbaceu variat: colilie (*Stipa joannis*), floarea amorului (*Plumbago europaea*), bujorul (*Paeonia tenuifolia*), etc.

Limanu este și o rezervație speologică prin prezența Peșterii Limanu, dar și o stațiune balneoclimaterică estivală în satul 2 Mai.

Comuna Limanu reprezintă și un punct de frontieră rutier cu Bulgaria (prin Vama Veche).

Pe teritoriul satului Limanu, denumit inițial Caracicula, a fost descoperit un cimitir de înhumăție din Neolitic, cu un inventar bogat de piese aparținând culturii Hamangia (vase din ceramică arsă, cu lustru negru, decorate cu motive liniare, triunghiulare sau spiralice executate prin înțepături succesive, vase din marmură, brățări și mărgelile din cochilii etc.).



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

În arealul satului 2 Mai a fost identificat un mormânt tumular datând din secolul 3 î.Hr., realizat din blocuri de piatră și o zonă de acces mărginită de ziduri lungi în pantă.

Peștera omonimă, situată la aproximativ 5 km de Mangalia prezintă galerii cu lungimea în jur de 3 600 m. Aceasta s-a dezvoltat pe baza calcarelor sarmașiene, stratificate orizontal, galeriile fiind dispuse sub formă de labirint. Unii cercetători consideră că o parte dintre galerii au fost săpate de oameni, deoarece în multe locuri se remarcă dăltuirea pereților.

Interiorul peșterii nu prezintă stalactite și stalagmite din cauza lipsei infiltrațiilor de apă de la suprafață. Fauna peșterii este una săracă, reprezentată doar de colonii de lilieci cu potcoavă (*Rhinolophus hipposideros*). Rareori, la nivelul peșterii se mai adăpostesc vulpi, dihori, broaște țestoase și șerpi.

În Neolitic, oamenii au folosit peștera ca adăpost, iar în perioada dacică a fost loc de refugiu. În perioada daco-romană și în epoca medievală la interiorul ei se practicau ritualuri religioase creștine. În peșteră au fost descoperite fragmente de vase ceramice grecești, opaițe, desene rupestre, figuri de călăreți, dar și simboluri religioase creștine, diferite litere și cuvinte cu caractere kirilice.

Peștera Limanu mai este cunoscută și cu denumirile Peștera la Icoane sau Peștera Caracicula.

Pe teritoriul comunei Limanu se găsește și Muzeul de artă, înființat în 1960, datorită lucrărilor realizate de membrii Uniunii Artiștilor Plastici din România.



Fig 2.1. Amplasarea obiectivului de investiție CEF Limanu

Comuna Limanu urmărește obiective clare pentru îmbucățirea calității vieții cetățenilor săi, și nu numai, prin construirea obiectivelor de investiții din prezentul studiu.

2.3.2. Deficiențe

Regiunea județului Constanța, în care se află și obiectivul de investiții, este una puternic industrializată, dar care are și un surplus de producție de energie electrică, surplus ce trebuie transportat către principalele regiuni consumatoare cu deficit de producție, Municipiul București și Transilvania. Situația în Dobrogea a celor mai mari capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile nu este o coincidență, această regiune beneficiind cantități însemnate de radiație solară, dar și de vânt.

Creșterea prețurilor energiei electrice a devenit o povară pentru toate administrațiile publice din România. Aceste costuri mai ridicate decât în perioada de dinainte de 2020 consumă din bugetul local sume importante, care altfel ar putea fi redirecționate către investiții. De asemenea, costul crescut al energiei electrice poate avea drept urmare consumarea unei cantități

mai mari de combustibili ce au un impact negativ asupra mediului, precum gazul natural sau lemnele de foc. În plus, din declarațiile din anul 2022 ale prim-ministrului, din cele ale ministrului energiei, dar și din rapoartele disponibile pe pagina de internet a operatorului de transport și sistem, Transelectrica, rezultă necesitatea clară de a se construi noi capacități de producție de energie electrică, cu precădere pe bază de surse regenerabile de energie, România fiind în acest moment un importator net de energie electrică, deficitul fiind aproximat la peste 2000 MW de producție, ceea ce se traduce într-o capacitate instalată mult peste această valoare.

Situarea obiectivelor de investiție în cadrul unui centru urban de dimensiunea comunei Limanu, va contribui la ameliorarea alimentării cu energie electrică produsă din surse de energie regenerabilă a zonei și, printre altele, la micșorarea riscului de apariție a întreruperilor de alimentare provocate de imposibilitatea acoperirii consumului din producția locală și importuri din rețeaua de înaltă tensiune către rețeaua locală de medie și joasă tensiune.

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU SI LUNG PRIVIND EVOLUTIA CERERII, IN SCOPUL JUSTIFICARII NECESITATII OBIECTIVULUI DE INVESTITII

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume. Statele membre ale UE au convenit asupra necesității de a **acționa în mod coordonat** și de a lua măsuri urgente pentru a atenua impactul acestei creșteri în special asupra celor mai vulnerabile gospodării și întreprinderi.

Deși, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Mai mulți factori au contribuit la creșterea prețurilor:

- creșterea fără precedent a prețurilor gazelor naturale pe piețele mondiale – cu peste 170% în 2021 și 2022
- iarna lungă și friguroasă de la începutul lui 2021, ce a sporit necesarul de încălzire, urmată de o vară lungă și toridă și de o utilizare crescută a dispozitivelor de răcire, a intensificat cererea de energie
- creșterea cererii de gaz natural lichefiat și, în consecință, majorarea prețului acestuia
- creșterea consumului de gaze naturale în Asia ca urmare a redresării economice
- tensiuni geopolitice tot mai accentuate, inclusiv războiul din Ucraina

Creșterea înregistrată în 2021 și 2022 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat mai mult decât dublu față de anul precedent.



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, și generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Încă din luna septembrie 2021, miniștrii energiei și ai transporturilor ai țărilor din Uniunea Europeană au abordat această chestiune într-o reuniune informală a Consiliului. Au avut loc discuții în cadrul diferitelor formațiuni ale Consiliului, cu ocazia cărora miniștrii au convenit asupra necesității urgente de a aborda creșterea prețurilor energiei și de a proceda în mod coordonat, pentru a reduce sarcina financiară cu care se confruntă gospodăriile și întreprinderile care se străduiesc să se redreseze în urma crizei provocate de COVID-19.

Țările UE se angajează să îndeplinească obiectivele Pactului verde european. Tranziția energetică va conduce UE la o dependență mai scăzută de combustibilii fosili și la reducerea dependențelor energetice.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

În completare, pe lângă programele și schemele lansate de Guvernul României, acesta instituie o schemă de ajutor de stat transparent, conform prevederilor art. 41 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 al Comisiei din 17 iunie 2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea art. 107 și 108 din tratat, cu modificările și completările ulterioare, bazată pe procedură de ofertare concurențială, precum și o linie de finanțare pentru entități publice pentru sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate, în scopul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie în mixul total de energie, creșterii adecvanței Sistemului Energetic Național și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

În conformitate cu prevederile Fondului pentru Modernizare (FM) instituit prin art. 10d din Directiva EU 2003/87, revizuită, și pus în aplicare prin Regulamentul de Punere în Aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru Modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre și prin Ordonanța de Urgență nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru Modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, ajutorul acordat în cadrul prezentei scheme vizează sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de tip energie eoliană, solară, hidro, geotermală, biomasă și biogaz.

Investițiile finanțate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește :

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) 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;
- e) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- f) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- h) creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- i) punerea în aplicare a inițiativei emblematică Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Dezvoltarea companiilor, fie ele microîntreprinderi, IMM sau întreprinderi mari este cel mai important pilon al politicilor economice europene, ducând la consolidarea sustenabilității sociale, economice și de mediu a statelor membre UE.

Programe de finanțare precum Start-Up Nation, Femeia Antreprenor, IMM Invest, liniile



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

de finanțare din cadrul PNRR, măsura 4.1.1 etc. contribuie la dezvoltarea durabilă a companiilor prezente pe piața din România urmărind trei obiective pe termen lung:

- stimularea competitivității;
- **asigurarea gestionării durabile a resurselor naturale, combaterea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea;**
- obținerea unei dezvoltări teritoriale echilibrate a economiilor și comunităților urbane și rurale, inclusiv crearea și menținerea de locuri de muncă.

În mod special pentru IMM-uri și HoReCa (indiferent de dimensiunea firmei), un program special dedicat eficienței energetice, Electric Up, a avut ca țintă instalarea de sisteme fotovoltaice pentru autoconsum de până la 100 kWp și de stații de încărcare pentru mașini electrice. Creșterea prețurilor energiei electrice și faptul că pentru consumatorii mai mari, precum punctele de consum aparținând beneficiarului, au dus la necesitatea finanțării unor sisteme fotovoltaice pentru autoconsum. În ajutorul acestor consumatori mari au venit în ajutor și actualizările legii 123/2012, prin creșterea capacității instalate a prosumatorilor ce nu trebuie să plătească dezechilibre și care beneficiază de un venit fix per MWh produsă în exces și injectată în rețea până la 400 kW și prin posibilitatea acoperirii consumului de la mai multe puncte de consum aparținând prosumatorului, cu condiția ca acestea să fie racordate la rețeaua de distribuție aparținând aceluiași operator de distribuție și fiind deserviți de către același furnizor.

Toate aceste acțiuni de sprijinire a mediului antreprenorial vor avea efecte și la nivelul administrațiilor publice locale, precum cea a comunei Limanu. Dezvoltarea mediului privat va duce implicit și la dezvoltarea sectorului public în următoarele zone:

- utilități (energie electrică, apă, canalizare, gaze naturale, termoficare)
- iluminat public
- infrastructură TIC
- străzi
- educație (crește, grădinițe, școli, licee, universități)
- servicii asigurate de către autoritățile publice locale

Aceste elemente vor duce la o creștere a consumului de resurse la nivelul autorității publice locale, incluzându-se aici necesarul de energie electrică.

Prin încurajarea creșterii investițiilor în sectorul serviciilor din România, și implicit din zona comunei Limanu și împrejurimi, rezultă necesitatea implementării obiectivelor de investiții aferent prezentului studiu ce contribuie la o dezvoltare durabilă în regiune și îmbunătățirea calității vieții pentru cetățenii comunei Limanu.

Perspectivile în domeniul serviciilor și a utilizării resurselor regenerabile rămân pozitive. Astfel, România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din

surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7 GW în capacitate de producție de energie din surse regenerabile. Totodată, în cazul în care țintele europene vor crește, și obiectivul României în privința consumului provenit din surse de energie regenerabilă va crește.

În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990, datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent, energia reprezintă încă sursa principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

Plasarea obiectivelor de investiții în sud-estul teritoriului României, constituie un avantaj și din punct de vedere energetic, luând în considerare că această zonă este propice producerii de energie electrică din surse regenerabile, în mod special utilizând energie solară.

Ținând seama de aspectele prezentate mai sus, este evidentă necesitatea implementării unui proiect în zona județului Constanța, proiect ce ar conduce la dezvoltarea durabilă a zonei descrise.

Principală preocupare în acest moment la nivel european, dar și local este creșterea și dezvoltarea durabilă a localităților, prin utilizarea de surse regenerabile, încurajând sectorul economic urban și rural și, implicit, reducând impactul asupra mediului, dar și a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivelor de investiții prezentate.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei centrale fotovoltaice având o putere instalată de 0,41391 MWp (CEF Limanu), se urmărește acoperirea unei ponderi semnificative din consumul anual de energie electrică cu o energie curată, cu impact de mediu nul.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice „*Construire centrală fotovoltaică (prosumator) Limanu dotată cu stație de reîncărcare pentru mașini electrice*” de 0,41391 MWp:

- Creșterea capacității nou instalate de producere a energiei din surse regenerabile (solar-fotovoltaic) pusă în funcțiune și conectată la rețea;
- Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO₂ echivalent;
- Dezvoltarea infrastructurii de încărcare a mașinilor electrice și hibride;
- Creșterea numărului de locuri de muncă.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiectul prezentat în cadrul prezentului studiu de fezabilitate vor consta în:

- Indicatorul I.1 = *Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile.*
- *Formula de calcul I.1:* Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.
- Indicatorul I.2 = *Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră; estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile.*
- *Formula de calcul I.2:* cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂. Se calculează parcurgând următorii pași:
 - 1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile, perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1138 h/an pentru energie solară, 2100 h/an pentru energie eoliană și 5256 h/an pentru celelalte tehnologii);
 - 2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2020. Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO₂/MWh.
- Indicatorul I.3 = *Producția medie de energie electrică din surse regenerabile*
- *Metodologie de calcul:* Producția de energie din surse regenerabile conform capacității instalate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistrați și statistici oficiale.
- Indicatorul I.4 = *Producția totală de energie electrică din surse regenerabile*
- *Formula de calcul I.4:* Producția anuală de energie electrică, durata de analiză (20 de ani).
- Indicatorul I.5 = *Factorul de capacitate al centralei*

- Formula de calcul I.6: Producția anuală de energie electrică din surse regenerabile/8760 h * 100.

2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR

Iradiația reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradiația medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ $1,36 \text{ kW/m}^2$. 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). Iradiația 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. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 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 1.000 – 1.300 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (figura 2.2). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în sudul și centrul Dobrogei, sudul Munteniei și în sudul Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

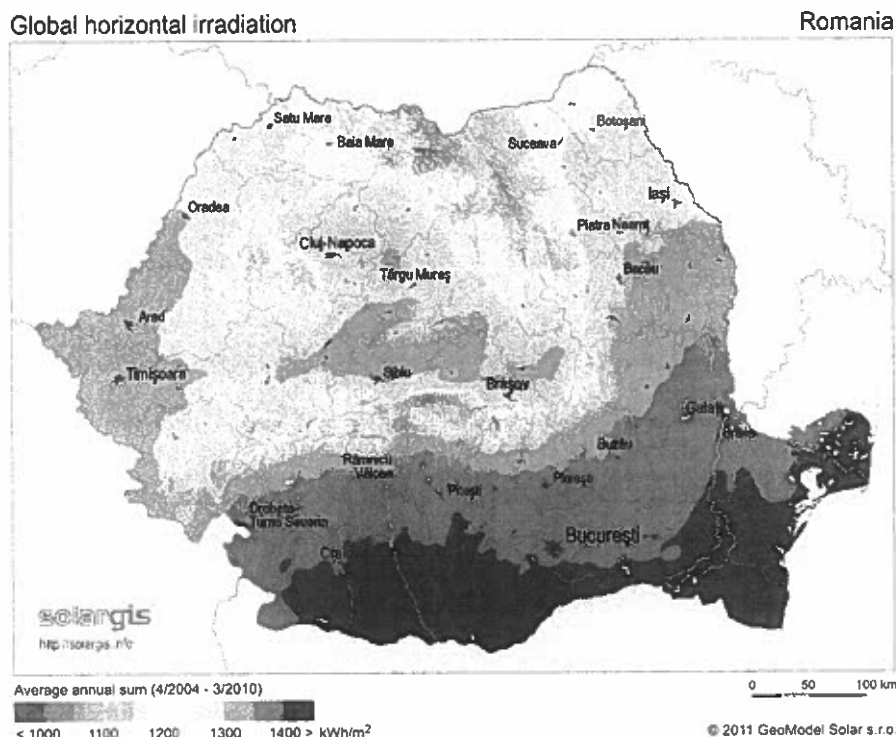


Fig. 2.2 – Harta României privind Potențialul Solar

Implementarea sistemelor fotovoltaice de producere a energiei electrice aduce două categorii de beneficii. În primul rând, este generată o scădere a facturii cu energia electrică, prin auto-furnizarea unei ponderi din totalul de energie electrică necesară. În al doilea rând, este generată o reducere proporțională a amprente de Dioxid de Carbon.

Pentru a determina producția prognozată, pentru fiecare punct de consum în parte, se poate aplica relația de calcul:

$$W_{produs}^{lunar} = A \cdot \eta_n \cdot I_m \cdot n_{zile} \cdot Cp \left[\frac{kWh}{lună} \right]$$

unde:

$A [m^2]$ – suprafața totală a instalației PV;

$\eta_n [-]$ – randamentul nominal al panourilor PV;

$I_m \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot zi} \right]$ – iradianța medie zilnică lunară, determinată cu ajutorul software-ului RetScreen;

$n_{zile} [-]$ – numărul de zile din lună;

$Cp [-]$ – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent

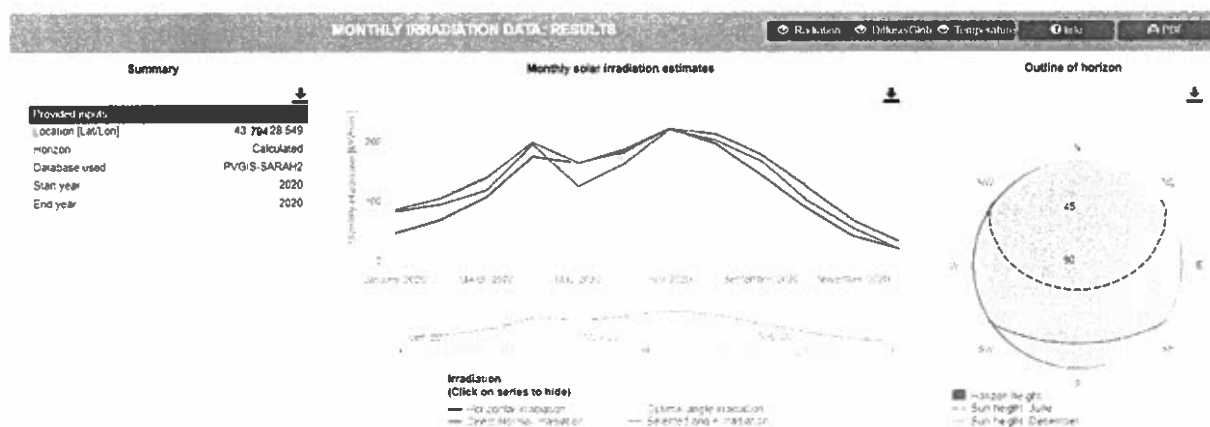
de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

- 1 Pierderi de invertor ($\Delta P_{\text{invertor}}$) – între 4% și 10%;
- 2 Pierderi la nivelul celulelor fotovoltaice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- 3 Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- 4 Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%;
- 5 Pierderi datorate umbririi ($\Delta P_{\text{umbră}}$) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte și influențate de mediul antropic, țin seama de gradul de zile însorite;
- 6 Pierderi datorate funcționării invertoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{\text{min, invertor}}$) – între 3% și 7%;
- 7 Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotovoltaice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{\text{acoperire}}$) – cca. 2%;
- 8 Alte pierderi de putere și energie, necuantificabile.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m², la o temperatură medie ambientală de 20°C. Pentru simplificare, s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotovoltaice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentele ce face obiectul Studiului, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH. Pentru analiza s-a luat în considerare anul 2020 (acesta fiind anul cu cele mai recente valori puse la dispoziție de Comisia Europeană).

Așa cum se poate observa în figura 2.3, nivelul mediu al iradiației solare are valori cuprinse între 27 kWh/m² în luna decembrie și 220 kWh/m² în luna iulie.





*PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.*

Fig. 2.3 Irradiația medie lunară – zona amplasamentelor

Potențialul solar disponibil în amplasamentul comunei Limanu este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul centralei fotovoltaice menționate, iar eficiența tehnică și financiară a acestora va fi direct dependentă de randamentul real al acestora.

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, modul de echipare al centralei fotovoltaice cu puterea instalată total de 0,41391 MWp dezvoltată în amplasamentul comunei Limanu.

În vederea întocmirii listei de variante tehnic fezabile s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de fotovoltaice și de conversie (invertoare) ce au un potențial comercial ridicat (raport calitate-cost optim).

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

3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligatii/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz)

Terenul intravilan neproductiv este situat în estul intravilanului satului Limanu, la sud de canalul Dunăre-Marea Neagră, și se află în proprietatea comunei. Terenul în cauză se află adiacent străzii General Vârtejanu nr. 2, la sud de malul Mării Negre, la vest de Șantierul Naval Mangalia și la est de satul Limanu. Suprafața totală a terenului este de 7.171 m².

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

Terenul beneficiază de acces facil dinspre drumul național DN 39, prin DJ 391 B, pe un drum de pământ.

Terenul se află în apropierea unor clădiri cu uz rezidențial, industrial și a unor terenuri agricole.

În figura 3.1 se regăsește imaginea din satelit a terenului.

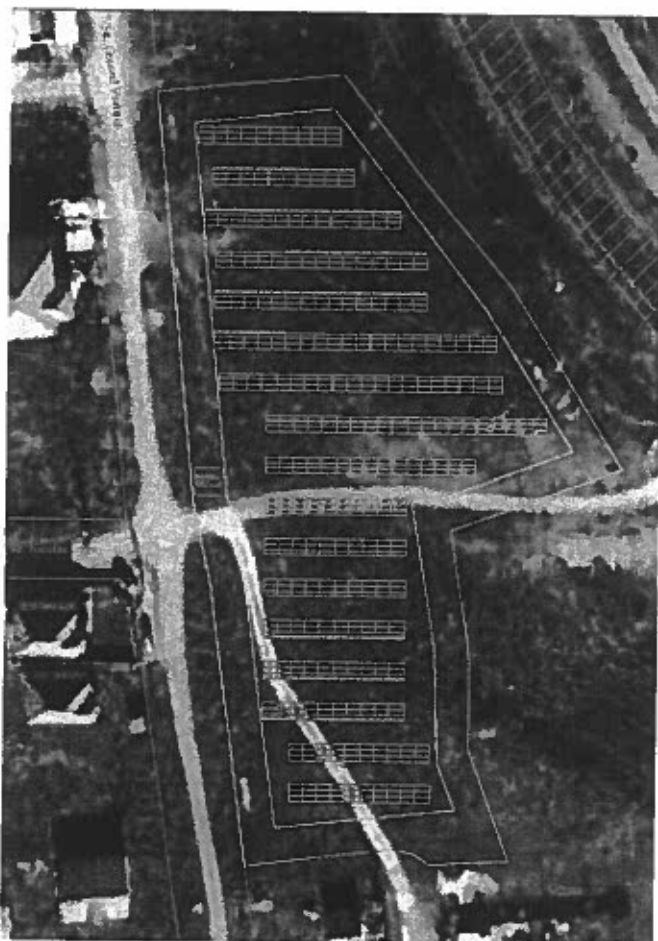


Fig. 3.1 – Terenul intravilan al comunei Limanu aferent CEF Limanu

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

Panourile fotovoltaice vor fi orientate către Sud pentru a putea capta o irradiație crescută pe tot parcursul anului.

d) surse de poluare existente în zonă

Singura sursă potențială de poluare din zonă o reprezintă șantierul naval Mangalia, care însă nu generează cantități însemnate de praf sau pulberi. În zonă nu există alte surse semnificative de poluare, ce ar putea afecta în vreun fel funcționarea centralelor fotovoltaice, fiind vorba o zonă mixtă, semiurbană, rurală și industrială, majoritatea activităților din zonă fiind agricole, specifice locuințelor individuale sau industriale fără emisii de pulberi ce nu pot fi curățate de pe panourile fotovoltaice.

e) date climatice și particularități de relief

Relieful județului. Constanța este format, predominant, dintr-o zonă extinsă de podiș tabular, cu alt. de 100–200 m care, sub raport morfostructural, aparține celor două mari unități de podiș – Podișul Dobrogei de Sud și Podișul Dobrogei Centrale (sau Podișul Casimcei). Podișul Dobrogei de Sud, cu subdiviziunile sale (Podișul Carasu, Podișul Oltinei și Podișul Cobadin), are aspectul unei câmpii înalte, acoperită cu depozite groase de loess, care îi conferă un caracter structural cvasi tabular. Aceste depozite sunt susținute de roci calcaroase și gresii de vârstă cretacică și terțiară care, la rândul lor, stau peste un fundament rigid, de platformă, alcătuit din șisturi verzi. În cadrul acestei zone, apele de suprafață au săpat văi adânci în depozitele de loess, mărginite de versanți abrupti, creând adevărate culoare depresionare, cu aspect de canion. Între aceste văi se desfășoară interfluviile largi, ușor ondulate, cu aspect de poduri suspendate. Specific acestei regiuni este și relieful carstic, dezvoltat pe calcare barremiene și sarmațiene, evidențiat prin văi oarbe, polii, doline, depresiuni endoreice, chei, sorburi și peșteri mici. Podișul Dobrogei Centrale (sau Podișul Casimcei), situat la N de linia tectonică Capidava–Ovidiu, ocupă partea de nord a județului Constanța, având un relief variat, dezvoltat pe calcare, șisturi verzi și loess. Relieful calcaros este evidențiat prin martori de eroziune (resturi ale unei vechi bariere de corali din Marea jurasică), pe aliniamentul Hârșova–Crucea–Gura Dobrogei, prin chei (Mireasa, Șirtoman, Valea Seacă), peșteri (Gura Dobrogei), doline, polii, lapiezuri și depresiuni de baraj carstic (Stupina, Crucea, Gălbiori, Mireasa, Târgușor). O caracteristică a acestei zone o constituie faptul că șisturile verzi din fundament apar frecvent la zi, ele jucând un rol important în formarea reliefului din această parte a județului Constanța (dealuri și depresiuni de eroziune dezvoltate pe aceste șisturi). În extremitatea vestică a județului Constanța, limitrofă Dunării, apar terasele și lunca Dunării, iar în cea estică se extinde o fâșie îngustă a câmpiei litorale, reprezentată prin terase de abraziune, cu zone de faleză înaltă ce alternează cu plaje și cu regiuni joase ocupate de cuvete lacustre.

Vegetația de pe teritoriul județului Constanța este puternic modificată de activitatea antropică. Vegetația naturală a stepei dobrogene, înlocuită în mare parte de culturile agricole, include pajiști de stepă cu păiuș (*Festuca vallesiaca*), pir crestat (*Agropyron cristatum*), colilie (*Stipa capillata*), firuță cu bulbi (*Poa bulbosa*), peliniță (*Artemisia austriaca*), alior (*Euphorbia stepposa*) ș.a. De-a lungul văilor se dezvoltă unele tufișuri de tip submediteranean, alcătuite din păliur (*Paliurus spina christi*), vișin turcesc (*Prunus mahaleb*), iasomia (*Jasminum fruticans*) ș.a. Silvostepa ocupă zone restrânse în sud-vestul județului Constanța unde vegetează păduri de stejar brumăriu (*Quercus pedunculiflora*) și stejar pufos (*Quercus pubescens*) în alternanță cu păduri de tei (*Tilia tomentosa*) și cu tufișuri de arbuști submediteraneeni, compuse din cărpiniță (*Carpinus orientalis*), mojdrean (*Fraxinus ornus*), scumpie (*Cotinus coggygia*) ș.a. În zona litorală, până nu demult, se dezvoltă o vegetație halofilă și psamofilă cu numeroase rarități

floristice (ciucușoara de nisip/*Alyssum borzeanum* ș.a.) și plante ocrotite (cârcelul/*Ephedra distachya*, varza de nisip/*Crambe maritima*, volbura de nisip/*Convolvulus persicus* ș.a.), adaptate la uscăciune. În prezent, cea mai mare parte a vegetației din perimetrul zonei litorale a dispărut din cauza amenajării falezelor și a plajelor, și a extinderii construcțiilor.

Fauna cuprinde elemente caracteristice stepei, adaptate agrobiocenozelor, în cadrul cărora predomină rozătoarele și păsările: popândăul (cel mai mare dăunător), șoarecele, orbetele mic, șobolanul de câmp, dihorul de stepă, iepurele ș.a., prepelița, potârnichea, dropia și spârcaciul (ocrotite de lege), graurul, coțofana, uliul porumbar, uliul șerpar ș.a. Speciile submediteraneene sunt frecvent întâlnite (broasca țestoasă dobrogeană de uscat, șarpele rău), iar elementele endemice sunt tot mai rare (gușterul vârgat, grivanul dobrogean). Fauna pădurilor este alcătuită din câpriori, veverițe, vulpi, mistreți, pisici sălbatice, jderi de scorbură și de piatră, mufloni și fazani (colonizați), bufnițe, șoimul dunărean, pajura țipătoare, turturele, porumbei gulerati, arici, vipera cu corn (rară), șopârla de frunzar etc. În apele Mării Negre, ale Dunării și ale lacurilor există o bogată și variată ihtiofaună cu mare valoare economică (sturioni, scrumbii, plătică, somn, crap, știucă etc.).

Județul Constanța este abundent în resurse minerale, precum: zăcăminte de petrol și gaze naturale (în platforma continentală a Mării Negre, exploatate începând cu 7 mai 1987); minereuri de fier (Palazu Mare); fosforite (Ivrinezu, Peștera), diatomit (Adamclisi, Abrud, Hațeg, Urluia, Rasova, Văleni, Șipotele), cretă (Limanu, Medgidia, Nazarcea), bentonit (Adamclisi), dolomit (Dorobanțu, Ovidiu), calcar (Corbu, Piatra, Luminița, Mircea Vodă, Saligny, Hârșova, Topalu, Lespezi, Deleni, Medgidia ș.a.), argilă caolinoasă (Mircea Vodă, Țibrinu, Cuza Vodă, Limanu, Tortoman, Hațeg, Abrud), sisturi verzi și cuarțite (Istria, Pantelimon, Fântânele, Mihai Viteazu), nisipuri glauconitice și cuarțoase (Remus Opreanu, Cuza Vodă, Medgidia, Ciobănița, Plopeni), ape minerale mezotermale, sulfuroase (Mangalia, Topalu).

Clima aparține în proporție de c. 80% sectorului temperat-continental, fiind specifică zonei de câmpie și, în mică măsură, celei de deal, iar aproximativ 20% din teritoriul județului Constanța se află sub influența climatului maritim. Regimul climatic se caracterizează prin veri călduroase, uneori toride, și secetoase și ierni puțin friguroase, marcate adeseori de viscole puternice în arealul continental al județului și prin veri mai puțin fierbinți (datorită brizei marine) și ierni blânde în zona litoralului Mării Negre. Influența Mării Negre asupra regimului termic se manifestă în sezonul cald al anului prin scăderea ușoară a mediilor termice lunare, iar în anotimpul rece prin acțiunea ei moderatoare care determină temperaturi mai puțin coborâte. Aceasta face ca Mangalia să fie printre puținele zone din țară unde pe timpul iernii temp. medie lunară să rămână pozitivă (mediile lunii ian. coborând rareori sub 0°C). Temp. medie anuală oscilează în jurul valorii de 11°C. Temp. max. absolută (42,2°C) s-a înregistrat la Cernavodă, la 20 aug. 1945, iar minima absolută (-33,1°C) la Limanu, la 25 ian. 1942. La aceeași dată a iernii

din 1942, când s-a înregistrat și cea mai scăzută temp. de pe teritoriul României ($-38,5^{\circ}\text{C}$, la stațiunea meteorologică Bod din județul Brașov), pe țărmul Mării Negre temperatura aerului era cu peste 13°C mai ridicată la Constanța ($-25,0^{\circ}\text{C}$) și Mangalia ($-25,2^{\circ}\text{C}$), tocmai datorită influenței moderatoare a Mării Negre. Precipitațiile medii anuale sunt repartizate neuniform în județ, totalizând sub 500 mm, respectiv, 377,8 mm la Mangalia, 427,0 mm la Cernavodă și 469,7 mm la Olțina. Cea mai mare parte a precipitațiilor cade în sezonul cald, mai ales sub formă de averse. În perioada estivală, nebulozitatea este redusă, ceea ce face ca durata de strălucire a Soarelui să depășească 10–12 ore pe zi, asigurând plajelor litoralului românesc o expunere solară cu mult mai îndelungată decât în alte părți. Vânturile predominante bat dinspre nord și nord-est în zona litoralului Mării Negre (la Constanța 21,5% dinspre nord; la Mangalia 17,3% dinspre nord-est) și dinspre NV, în zona continentală (la Cernavodă, 21,8% din vânturile înregistrate bat dinspre NV). Vitezele medii anuale ale vânturilor sunt mai mari în zona litorală (peste 4 m/s) și mai scăzute în rest (sub 3,6 m/s). În timpul verii, pe litoral se manifestă o circulație locală a aerului, sub forma brizei de mare (ziua) și brizei de uscat (noaptea), care se resimte la o distanță de 10–15 km spre interiorul uscatului.

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului investiției, aceasta este una temperat-continentală excesivă, cu temperaturi medii cuprinse între 6°C și 30°C , așa cum se poate observa în figura 3.5.

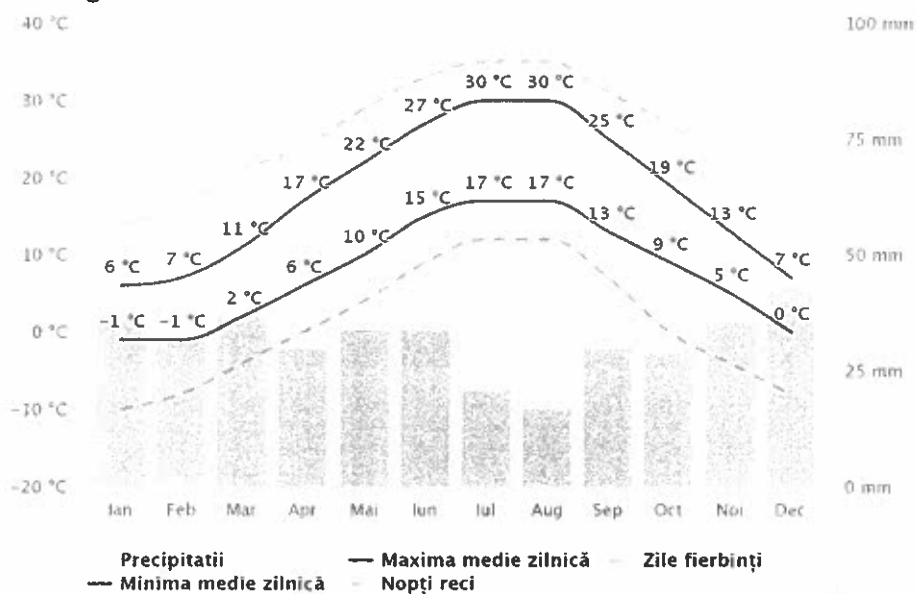


Fig. 3.2 – Particularitățile climatice ale amplasamentelor

În fig. 3.2 s-au folosit următoarele notații:

- "Maxima medie zilnică" (linia roșie continuă) arată temperatura maximă medie a unei zile pentru fiecare lună,
- "Minima medie zilnică" (linia albastră continuă) arată media temperaturii minime,
- Zilele calde și nopțile reci (liniile punctate albastre și roșii) arată media celei mai calde zile și a celei mai reci nopți ale fiecărei luni din ultimii 30 de ani.

În figura 3.3 este prezentată diagrama temperaturilor maxime la nivelul comunei Limanu, cu numărul de zile din lună în care se ating anumite temperaturi.

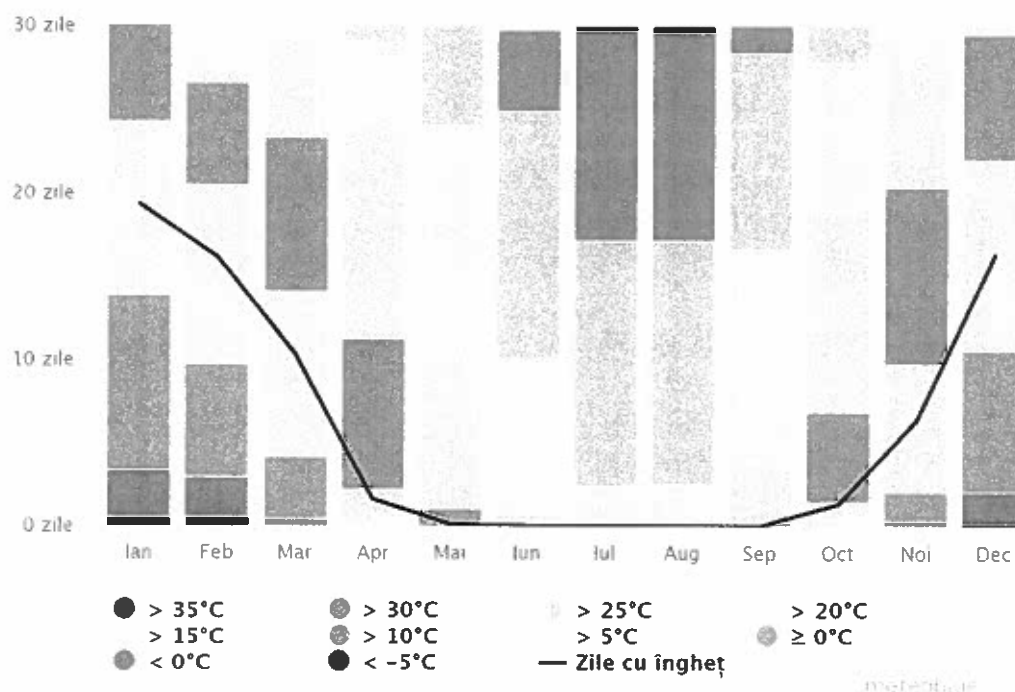


Figura 3.3 Diagrama temperaturii maxime la nivelul comunei Limanu

f) existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare. În măsura în care pot fi identificate – **nu este cazul;**
- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – **nu este cazul;**
- existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție – **nu este cazul;**



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

- 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 studiul geotehnic

Detalii privind caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament vor fi completate prezentului studiu de fezabilitate, studiul geotehnic fiind în lucru la momentul realizării studiului de fezabilitate. Totodată, fiind vorba de o construcție simplă și ușoară, iar în imediata apropiere a zonei de implementare existând deja construcții, este foarte improbabil ca terenul să nu permită realizarea investiției, asta fără costuri suplimentare față de cele estimate în deviz.

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

Ținând seama de randamentele nominale ale diverselor tehnologii de conversie dar și de prețurile din piața la momentul realizării prezentei lucrări, se recomandă a fi considerate pentru analiza module fotovoltaice monocristaline.

În cadrul prezentului studiu au fost considerate două variante tehnice după cum urmează:

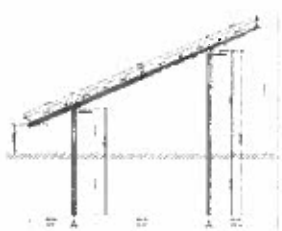
Obiectivul I: Construire Centrală Fotovoltaică (Prosumator) Limanu

- Scenariul 1 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 630 Wp (CEF Limanu - 0,413910 MWp);
- Scenariul 2 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 575 Wp (CEF Limanu - 0,377775 MWp);

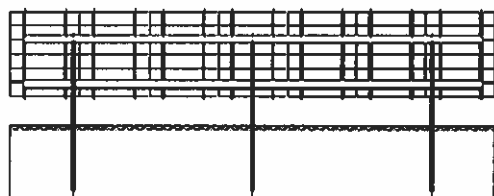
Pentru scenariile 1 și 2 se descriu următoarele:

- Invertorul convertește energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în tablou electric general al Beneficiarului.
- 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 1 W.
- Invertorul va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.).
- Având gradul de protecție IP66 acesta se vor monta în mediul exterior, pe suporturi metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice.

- Invertorul va avea un display cu indicatoare LED. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la Smart Power Meter amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.
- Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru instalații fotovoltaice, care respectă azimutul și structura 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.



Între panouri se va lăsa un rost de 20 mm, 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.

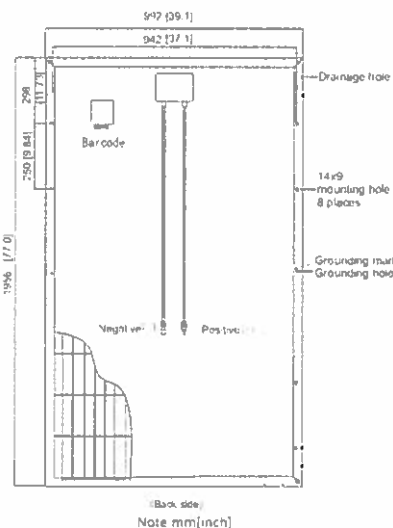


Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului, pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate. Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare.

Se propune un singur tip de structură de tip 3 panouri puse peisaj, puse precum în este arătat în piesele desenate. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 30-35°.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

A) Curent continuu – se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poziționa pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.





PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

- B) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;
- C) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertoare.

Instalația de împământare

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 (I7/2011, 1RE-IP 30/2004).

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.

Conform normativului 1RE-IP 30/2004 instalația de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (R_d) va fi:

- De maxim 1Ω în cazul în care la priza de pământ se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice
- Mai mică sau cel mult egală cu 4Ω dacă la priza de pământ nu se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-IP 30/2004), 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 (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

3.2.1. SCENARIUL 1. – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 630 Wp (total putere instalată 0,41391 MWp)

În cazul scenariului 1 se consideră o putere instalată totală de 0,41391 MWp în amplasamentul comunei Limanu, reprezentat de CEF Limanu. Dimensiunea CEF Limanu este calculată pentru asigurarea energiei necesare la nivelul administrației publice locale a comunei Limanu. Fiecare dintre modulele PV menționate vor fi formate dintr-un număr de minim 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate de aproximativ 30 kg.



**PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.**

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 630 Wp, cu un randament nominal de minim 22,26%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.1.

Tabelul 3.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 630 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	156 (2x78)	-
Dimensiuni	2465 x 1134 x 35	mm
Greutate	30,6	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	496	Buc.
Putere maximă (Pmax)	630	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	46,02	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13,69	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	55,85	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	14,39	A
Eficiență modul	22,54	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V curent continuu
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+/- 3%	W

Centrala va fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kW (4 bucăți), cu un randament minim de 98% STC. Obiectivul de investiție va conține un număr de patru invertoare.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.2.

Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144,4	A

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
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	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	<=5,5	W

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici pe sol, la o înclinare de aproximativ 30°, cu orientarea sud.

Referitor la consum, acest este prezentat așa cum a fost el la nivelul anului 2021. Considerând creșterea numărului de locuitori și a dezvoltării economice a comunei Limanu și a localităților limitrofe, se estimează o creștere a consumului cu aproximativ 10% pe termen mediu. Cele două valori, consumul realizat în 2021 și cel previzionat pentru anii următori este prezentat în tabelul 3.3, alături de producția estimată.

Aceste două elemente, scăderea producției, respectiv creșterea consumului, au fost analizate la nivelul analizei energetice realizate de către beneficiar, document regăsit în anexa 12.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în figura 3.4 și în tabelul 3.3.

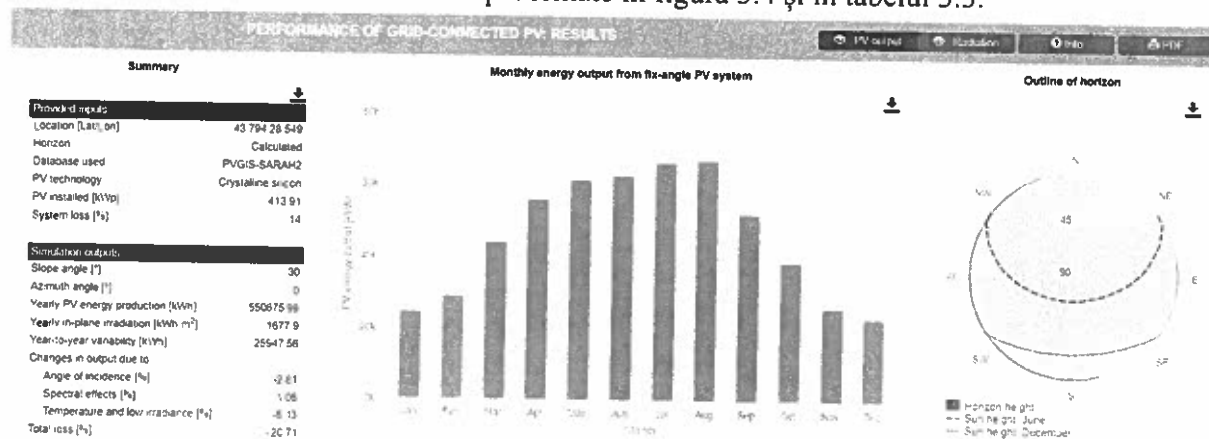


Fig. 3.4 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 630 Wp + invertore 100 kW pentru CEF Limanu

Tabelul 3.3 – Producția Sistemului PV CEF Limanu monocristalin – module 630 Wp + invertore 100 kW și consumul local

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă ¹ [MWh]	Consum de energie electrică în anul 2021 [MWh]	Consumul de energie electrică previzionat [MWh]	
Ianuarie	24,40	55,71	62,92	
Februarie	28,87	37,78	44,99	
Martie	43,93	38,00	45,20	
Aprilie	55,75	34,81	42,02	
Mai	61,32	34,04	41,25	
Iunie	62,53	28,97	36,18	
Iulie	66,40	11,76	18,97	
August	66,97	29,15	36,36	
Septembrie	52,168	32,25	39,45	
Octombrie	38,87	34,98	42,18	
Noiembrie	26,04	37,80	45,01	
Decembrie	23,43	89,09	96,30	
				Consum anual previzionat [MWh]
TOTAL	550,67	464,34	550,84	550,84

Din analizarea datelor puse la dispoziție de către beneficiar privind consumul realizat la nivelul administrației publice locale a comunei Limanu, se observă următoarele:

- Consumul este realizat atât pe timp de zi, cât și pe timp de noapte;
- Consumul este mai mare pe timpul sezonului rece, cauzat de funcționarea mai îndelungată a iluminatului public, noaptea fiind mai scurtă, dar și a funcționării unităților de învățământ.

Pe lângă consumatorii existenți, se vor adăuga o serie de consumatori care vor crește consumul de energie electrică. Totodată, o serie de consumatori existenți se aflau în reparație în anul 2021, consumul acestora fiind unul redus, specific șantierului de renovare. Luând în calcul aceste

¹ Valorile energiei produse sunt valabile pentru primul an de funcționare, producția urmând să scadă din cauza uzurii panourilor fotovoltaice cu aproximativ 0,25%/an. Acest lucru este luat în considerare la nivelul analizei financiare.

elemente, consumul mediu anual previzionat al comunei Limanu pentru perioada începând cu anul 2024 este estimat în tabelul 3.3 la 550,84 MWh/an.

Ținând cont de aceste date, este clar că echivalentul întregii producții (100% din producție) a CEF Limanu va fi consumată la nivelul consumatorilor aparținând autorității publice locale. Totuși, energia va fi injectată în rețea pentru a ajunge la toți consumatorii. Fiind un produs ce este consumat în același moment cu producția sa, energia va fi echivalată monetar pentru prosumatori ce deservesc mai multe puncte de consum prin unul sau mai multe puncte de consum și producție, în condițiile legii 123 și a normelor de aplicare ce vor fi realizate către ANRE. La momentul elaborării studiului de fezabilitate normele nu sunt finalizate. Totodată, la momentul elaborării studiului de fezabilitate, energia injectată în rețea de către prosumatori între 200 și 400 kW putere instalată sunt recompensați cu prețul mediu ponderat pe piața pe ziua următoare pentru fiecare unitate de energie electrică injectată în rețea². Din cauza creșterii prețurilor din ultimii ani, fără a se putea prevedea o revenire la prețurile de dinainte de anul 2019, pentru realizarea analizei financiare prețul energiei electrice s-a considerat a fi egal cu media ponderată a prețului pe piața pe ziua următoare la nivelul anilor 2021 și 2022. Conform rapoartelor publicate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale din România OPCOM acest preț a fost de 539 lei/MWh în 2021 și 1335 lei/MWh în 2022, media fiind 937 lei/MWh. Pentru ca amplasamentul destinat construirii CEF Limanusă poată fi considerat un punct de consum și producție, adică un prosumator, în dotarea sa va intra o stație de încărcare pentru mașini electrice cu două puncte de încărcare, fiecare având 22 kW putere de încărcare, destinate alimentării cu energie electrică a autovehiculelor electrice din zonă. Aceste elemente sunt luate în calcul la nivelul analizei financiare a investiției, atât pentru scenariul 1, cât și pentru scenariul 2.

Indicatorii urmăriți prin proiect sunt:

Tabelul 3.4 – Indicatorii scenariului 1

Indicator	CEF Limanu
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MWp)	0,4
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală	324,45

² Majoritatea energiei va fi consumată în alte locații decât la locul producerii.

estimată a gazelor cu efect de seră (t/an)	
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	530,24
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	10.604,77
I.5 Factorul de capacitate al centralei (%)	15,13%

3.2.2. SCENARIUL 2 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 575 Wp (total putere instalată 0,377775 MWp)

Folosind o suprafață de teren mai mare, pentru scenariul 2 se va lua în considerare instalarea centralei fotovoltaice utilizând module PV de 575 Wp, rezultând astfel o putere instalată totală identică ca în scenariul 1, de 0,377775 MWp.

Fiecare dintre modulele PV menționate vor fi formate dintr-un număr de minim 120 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278 x 1048 x 35 mm și o greutate de aproximativ 28 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 575 Wp, cu un randament nominal de 22,86%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.9.

Tabelul 3.5 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 575 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 (24x6)	-
Dimensiuni	2278 x 1134 x 35	mm
Greutate	28	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	496	Buc.
Putere maximă (Pmax)	575	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	42,22	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13,62	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	50,88	V

Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	14,39	A
Eficiență modul	22,86	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V curent continuu
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+/- 3%	W

Centrala va fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kW (4 bucăți), cu un randament minim de 98% STC. Obiectivul de investiție va conține un număr de patru invertoare.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.6.

Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144,4	A
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
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	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤5,5	W

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici, la o înclinare de aproximativ 30° pe sol.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.5 și în tabelul 3.7.

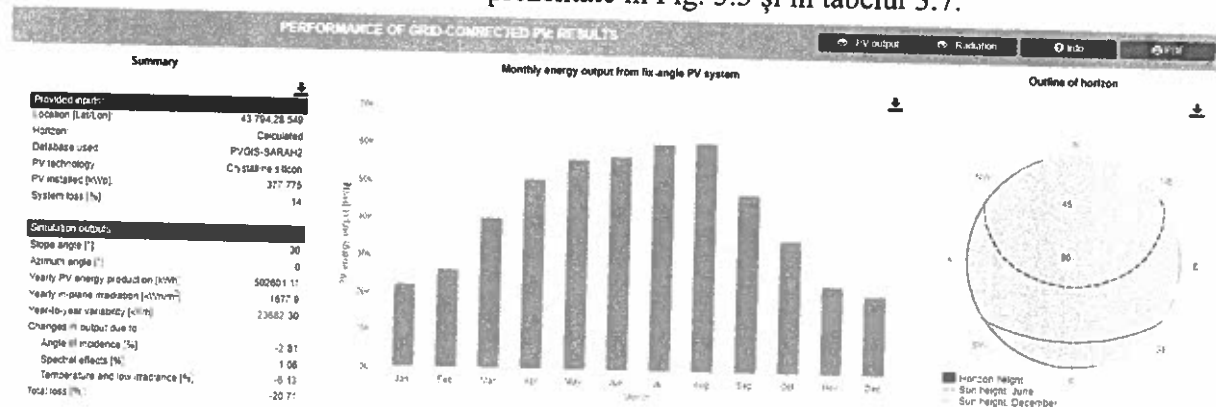


Fig. 3.5 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 575 Wp + invertoare 100 kW pentru CEF Limanu

Tabelul 3.7 – Producția Sistemului PV CEF Limanu monocristalin – module 575 Wp + invertoare 100 kW și consumul local

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă ³ [MWh]	Consum de energie electrică în anul 2021 [MWh]	Consumul de energie electrică previzionat [MWh]
Ianuarie	22,27	55,71	62,92
Februarie	26,35	37,78	44,99
Martie	40,10	38,00	45,20
Aprilie	50,88	34,81	42,02
Mai	55,97	34,04	41,25
Iunie	57,07	28,97	36,18
Iulie	60,59	11,76	18,97
August	61,12	29,15	36,36
Septembrie	47,61	32,25	39,45
Octombrie	35,48	34,98	42,18
Noiembrie	23,77	37,80	45,01
Decembrie	21,28	89,09	96,30

³ Valorile energiei produse sunt valabile pentru primul an de funcționare, producția urmând să scadă din cauza uzurii panourilor fotovoltaice cu aproximativ 0,25%/an. Acest lucru este luat în considerare la nivelul analizei financiare.

Regularizare consum				Consum anual previzionat [MWh]
TOTAL	502,6	464,34	550,84	550,84

Din analizarea datelor puse la dispoziție de către beneficiar privind consumul realizat la nivelul administrației publice locale a comunei Limanu, se observă următoarele:

- Consumul este realizat atât pe timp de zi, cât și pe timp de noapte;
- Consumul este mai mare pe timpul sezonului rece, cauzat de funcționarea mai îndelungată a iluminatului public, noaptea fiind mai scurtă, dar și a funcționării unităților de învățământ.

Pe lângă consumatorii existenți, se vor adăuga o serie de consumatori care vor crește consumul de energie electrică. Totodată, o serie de consumatori existenți se aflau în reparație în anul 2021, consumul acestora fiind unul redus, specific șantierului de renovare. Luând în calcul aceste elemente, consumul mediu anual previzionat al comunei Limanu pentru perioada începând cu anul 2024 este estimat în tabelul 3.7 la 550,84 MWh/an.

Ținând cont de aceste date, este clar că echivalentul întregii producții (100% din producție) a CEF Limanu va fi consumată la nivelul consumatorilor aparținând autorității publice locale. Totuși, energia va fi injectată în rețea pentru a ajunge la toți consumatorii. Fiind un produs ce este consumat în același moment cu producția sa, energia va fi echivalată monetar pentru prosumatori ce deserveșc mai multe puncte de consum prin unul sau mai multe puncte de consum și producție, în condițiile legii 123 și a normelor de aplicare ce vor fi realizate către ANRE. La momentul elaborării studiului de fezabilitate normele nu sunt finalizate. Totodată, la momentul elaborării studiului de fezabilitate, energia injectată în rețea de către prosumatori între 200 și 400 kW putere instalată sunt recompensați cu prețul mediu ponderat pe piața pe ziua următoare pentru fiecare unitate de energie electrică injectată în rețea⁴. Din cauza creșterii prețurilor din ultimii ani, fără a se putea prevedea o revenire la prețurile de dinainte de anul 2019, pentru realizarea analizei financiare prețul energiei electrice s-a considerat a fi egal cu media ponderată a prețului pe piața pe ziua următoare la nivelul anilor 2021 și 2022. Conform rapoartelor publicate de Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale din România OPCOM acest preț a fost de 539 lei/MWh în 2021 și 1335 lei/MWh în 2022, media fiind 937 lei/MWh. Pentru ca amplasamentul destinat construirii CEF Limanusă poată fi considerat un punct de consum și producție, adică un prosumator, în dotarea sa va intra o stație de încărcare pentru mașini electrice cu două puncte de încărcare, fiecare având 22 kW putere de încărcare, destinate alimentării cu energie electrică a autovehiculelor electrice din zonă. Aceste elemente

⁴ Majoritatea energiei va fi consumată în alte locații decât la locul producerii.

sunt luate în calcul la nivelul analizei financiare a investiției, atât pentru scenariul 1, cât și pentru scenariul 2.

Indicatorii urmăriți prin proiect sunt:

Tabelul 3.8 – Indicatorii scenariului 2

Indicator	CEF Limanu
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MWp)	0,4
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (t/an)	296,13
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	483,95
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	9.679,04
I.5 Factorul de capacitate al centralei (%)	13,81%

3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI:

Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investiție întocmit la faza Studiu 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;

Scenariul 1

Deviz general centralizator Scenariul 1 – (Anexa 3)

Deviz pe obiecte Scenariul 1 - (Anexa 4)

Scenariul 2

Deviz general centralizator Scenariul 2 – (Anexa 5)

Deviz pe obiecte Scenariul 2 - (Anexa 6)

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

Pentru scenariul 1, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (lei/an) sunt prezentate în următorul tabel:

Tabelul 3.9 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru CEF Limanu

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	122.237	121.948	121.660	121.374	121.088	120.804	120.520	120.238	119.957	119.678

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	119.399	119.121	118.845	118.569	118.295	118.022	117.750	117.479	117.209	116.940

Pentru scenariul 2, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (lei/an) sunt prezentate în următorul tabel:

Tabelul 3.10 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru CEF Limanu

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	115.931	115.667	115.405	115.143	114.882	114.623	114.364	114.107	113.851	113.595



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

Anul de functionare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	113.341	113.087	112.835	112.584	112.333	112.084	111.836	111.588	111.342	111.097

Aceste cheltuieli cuprind operarea parcului, mentenanța, asigurările și orice alte cheltuială prilejuită de funcționarea acestei centrale fotovoltaice și a dotărilor sale, inclusiv înlocuiri de felurite piese și echipamente.

3.4. STUDII DE SPECIALITATE, ÎN FUNCȚIE DE CATEGORIA ȘI CLASA DE IMPORTANȚA A CONSTRUCȚIILOR, după caz:

- studiu topografic

Beneficiarul a realizat studiul topografic aferent amplasamentului.

- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitatea terenului

Beneficiarul a realizat studiul geotehnic aferente amplasamentului.

- studiu hidrologic, hidrogeologic

Nu este necesar.

- studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice

Nu este cazul.

- studiu de trafic și studiu de circulație

Nu este cazul.

- raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică

Nu este cazul.

- studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spațiu verzi și peisajere

Nu este cazul.

- studiu privind valoarea resursei culturale



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

Nu este cazul.

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

Nu este cazul.

3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Graficul orientativ de realizare a investiției este cel prezentat în Anexa 7.

4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUȘ(E)

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ

Având în vedere evoluția pieței de energie electrică, a strategiei energetice a României, comuna Limanu urmează să implementeze un proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în județul Constanța, pe teritoriul comunei Limanu. Având la dispoziție un teren de dimensiuni semnificative, pretabil pentru realizarea acestui obiectiv, comuna dorește optimizarea la maxim a acestui teren.

Astfel, ca urmare a posibilității accesării sprijinului financiar în cadrul Fondului pentru Modernizare – Programul-cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Măsura de investiții – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, comuna Limanu dorește implementarea unei centrale fotovoltaice pentru consumul propriu, iar conform Ghidului acestui program perioada de referință este de 20 ani.

4.2. ANALIZA VULNERABILITATILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI ȘI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBARI CLIMATICE, CE POT APECTA INVESTIȚIA

Riscurile se pot clasifica în funcție de cauză (naturale sau antropice), fie după modul de manifestare (lente sau rapide).

Construcția poate fi afectată de următoarele riscuri naturale:

- cutremure
- alunecări de teren → risc redus, terenul este situat în câmpie.
- inundații → risc redus, terenul pe care urmează să fie implementat proiectul nu se află în zone inundabile;

- fenomene meteorologice extreme (ninsori abundente, vânt puternic) → risc redus, eventualele pagube din cauza acestor fenomene vor avea impact minim asupra panourilor fotovoltaice; măsurile de reducere a riscurilor: montajul structurii se face conform detaliilor de producător ce va preveni colapsarea panourilor din cauza vântului puternic.

Construcția poate fi afectată de următoarele riscuri antropice:

- riscuri tehnologice
 - Incendii → risc redus, nu sunt surse potențiale de incendiu;
 - Antiefracție → risc mediu, ca măsură de protecție antiefracție terenul va fi împrejmuț, va avea sistem de securitate cu fir senzitiv și camere video.
- riscuri financiare
 - lipsa finanțării corespunzătoare pentru efectuarea lucrărilor de mentenanță în timp → risc redus, în analiza s-a avut în vedere acest cost.

4.3. SITUAȚIA UTILITATILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM:

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

Nu este cazul.

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Soluția de conectare la rețeaua publică este propusă de către operatorul de rețea din zonă în cadrul avizului tehnic de racordare. Soluția de conectare va asigura nivelul de tensiune necesar invertoarelor.

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚIE:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Principală preocupare în acest moment la nivel european, dar și la nivelul marilor producători este reducerea consumului de energie și implicit a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al proiectului de investiție.

Prin prezentul proiect se dorește, pe de o parte, scăderea impactului asupra mediului global pe care comuna Limanu îl are, la nivel național, iar pe de altă parte optimizarea performanței bugetului local și orientarea acestuia către investiții destinate dezvoltării durabile.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul comunei Limanu la nivelul administrației publice locale, în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea administrației.



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale, vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință, pe bază de: rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, vârstă, handicap, apartenență la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea, înlăturarea recunoașterii, folosinței sau exercitării, în condiții de egalitate, a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege.

De asemenea, beneficiarul va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

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

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

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

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, terenul pe care se va instala centrala fotovoltaică făcând în prezent parte din județul Constanța – intravilan, categoria de folosință teren neproductiv.

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

Nu este cazul.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume.

Reiterând cele menționate în capitolele anterioare, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, dar totuși, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Creșterea înregistrată în 2021 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat mai mult decât dublu față de anul precedent.



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, și generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

Regiunea județului Constanța, în care se află și obiectivul de investiții, este una puternic industrializată, dar care are și un surplus de producție de energie electrică, surplus ce trebuie transportat către principalele regiuni consumatoare cu deficit de producție, Municipiul București și Transilvania. Situația în Dobrogea a celor mai mari capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile nu este o coincidență, această regiune beneficiind de cantități însemnate de radiație solară, dar și de vânt.

Creșterea prețurilor energiei electrice a devenit o povară pentru toate administrațiile publice din România. Aceste costuri mai ridicate decât în perioada de dinainte de 2020 consumă din bugetul local sume importante, care altfel ar putea fi redirecționate către investiții. De asemenea, costul crescut al energiei electrice poate avea drept urmare consumarea unei cantități mai mari de combustibili ce au un impact negativ asupra mediului, precum gazul natural sau lemnele de foc. În plus, din declarațiile din anul 2022 ale prim-ministrului, din cele ale ministrului energiei, dar și din rapoartele disponibile pe pagina de internet a operatorului de transport și sistem, Transelectrica, rezultă necesitatea clară de a se construi noi capacități de producție de energie electrică, cu precădere pe bază de surse regenerabile de energie, România fiind în acest moment un importator net de energie electrică, deficitul fiind aproximat la peste 2000 MW de producție, ceea ce se traduce într-o capacitate instalată mult peste această valoare.

Situarea obiectivelor de investiție în cadrul unui centru urban de dimensiunea comunei Limanu, va contribui la ameliorarea alimentării cu energie electrică produsă din surse de energie regenerabilă a zonei și, printre altele, la micșorarea riscului de apariție a întreruperilor de alimentare provocate de imposibilitatea acoperirii consumului din producția locală și importuri din rețeaua de înaltă tensiune către rețeaua locală de medie și joasă tensiune.

Iar prin implementarea proiectelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile, se urmărește creșterea performanțelor bugetului local și creșterea pe viitor a sumelor disponibile pentru investiții în dezvoltarea durabilă a comunității, protejarea administrației publice locale în fața creșterilor mari ale prețului energiei electrice, cât și reducerea impactului asupra mediului.

4.6. ANALIZA FINANCIARA, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANTA FINANCIARA: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATA NETA, RATA INTERNA DE RENTABILITATE, SUSTENABILITATEA FINANCIARA

4.6.1. METODOLOGIE

Analiza financiară s-a realizat pe baza ghidurilor, normelor și reglementărilor în vigoare la nivel național, conformându-se de asemenea, și cu recomandările Comisiei Europene privind acest tip de analiză.

Conform Regulamentului de Punere în Aplicare 2015/2017 al Comisiei Europene, Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico – economice pentru realizarea obiectivului de investiții "CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE" de 0,41391 MWp și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectele în cauză. Rentabilitatea economică a proiectelor este evaluată prin cuantificarea beneficiilor și a costurilor economice ale implementării proiectului respectiv în comparație cu un scenariu alternativ în care proiectul investițional nu se realizează.

Această analiză se efectuează prin compararea veniturilor și a cheltuielilor aferente proiectului investițional. Pentru a compara veniturile și cheltuielile (respectiv beneficiile și costurile) care se realizează în perioade diferite de timp, se utilizează indicatorii Valoarea Actualizată Netă și Rata Internă de Rentabilitate.

Valoarea actualizată netă (VAN) a proiectului investițional este calculată ca suma tuturor fluxurilor financiare viitoare pe durata de implementare și durata de exploatare a proiectului, actualizată prin aplicarea ratei de actualizare financiară conform formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{(1+r)^{y_i}}$$

Unde:

f_i reprezintă un element de flux financiar, în total N la număr. Veniturile se notează cu semn pozitiv (+), iar cheltuielile se notează cu semn negativ (-);

y_i este anul în care se realizează fluxul financiar f_i ;

r este rata de actualizare.

Rata Internă de Rentabilitate (RIR) este soluția pentru ecuația care face ca VAN să fie egală cu 0:

$$\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{(1 + RIR)^{y_i}} = 0$$

Perioada de referință pentru analiza financiară este de 20 ani, fiind astfel în conformitate cu Ghidul Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, care recomandă o perioadă de referință de 15-25 de ani pentru proiectele în domeniul energiei.

Se consideră că proiectul se implementează în anul 0 (înainte de PIF).

În perioada de implementare se suportă costurile investiționale, iar în perioada de exploatare se încasează veniturile / beneficiile economice și se suportă costurile operaționale. Compoziția tipurilor de beneficii și costuri variază în funcție de tipul de analiză.

Unul dintre principiile de bază ale Analizei Cost-Beneficiu este că analiza trebuie să fie incrementală. Acest lucru înseamnă că sunt relevante pentru analiză doar beneficiile și costurile strict legate de proiectul investițional, care nu s-ar fi materializat în scenariul în care proiectul investițional nu are loc. Orice cheltuieli sau venituri suportate în toate scenariile analizate sunt excluse din analiză.

Teoretic, cheltuielile trebuie să includă costurile de oportunitate – adică să ia în calcul faptul că, în cazul realizării proiectului investițional, fondurile respective nu mai pot fi cheltuite pentru alte proiecte care ar putea aduce beneficii la rândul lor. Respectarea acestui principiu este, însă, asigurată de autoritatea care acordă finanțare în momentul în care aceasta compară diferite propuneri de proiect depuse și o alege pe cea cu beneficiul net maxim.

Scopul analizei financiare este de a determina rentabilitatea financiară a proiectului, profitabilitatea lui pentru beneficiar, sustenabilitatea financiară a proiectului, precum și de a detalia fluxurile financiare care stau la baza costurilor și a beneficiilor socio-economice.

Analiza financiară este efectuată din punctul de vedere al beneficiarului proiectului, care este în același timp și proprietar, și operator al activelor rezultante din acest proiect. Prin urmare, nu este cazul unei analize financiare consolidate.

Analiza financiară constă din analiza rentabilității tuturor costurilor investiției, indiferent de sursa de finanțare, care determină dacă investiția în sine este profitabilă, prin calcularea Valorii Actualizate Nete Financiare asupra Tutoeur Costurilor Investiției – VANF(C). Valoarea actualizată netă financiară a investiției este definită ca suma care rezultă atunci când costurile de investiție și de operare preconizate ale proiectului (actualizate) sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate.

4.6.1 COSTURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

Costurile financiare sunt formate din costuri de investiție și costuri de exploatare și mentenanță. Costurile de investiție, prezentate în cadrul Capitolului 3, sunt reiterate, sintetizat, în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost CEF Limanu (lei, fără TVA)	Cost CEF Limanu (lei, cu TVA)
1	2.816.319,74	3.187.659,06
2	2.717.269,22	3.078.793,54

Din punct de vedere al costurilor de operare și mentenanță, necesarul pentru acestea au fost estimate în capitolele anterioare.

Pentru centralele fotovoltaice, acestea includ mentenanța periodică (preventivă) ce constă în verificarea legăturilor electrice, verificarea integrității modulelor PV, testare cu camera cu termoviziune (selectiv, conform standardelor de exploatare), curățarea periodică a modulelor PV etc., precum și înlocuirea echipamentelor și pieselor defectate. Acestea sunt prezentate, sintetizat, în tabelul 4.2.

Tabelul 4.2 - Costurile medii de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost operare CEF Limanu (lei/an)
1	119.557
2	113.485

4.6.3. VENITURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

În urma implementării proiectului, efectul pozitiv al acestuia este reprezentat de obținerea unor economii financiare prin reducerea consumului de energie electrică din rețea, fie direct la punctul de consum unde se va instala centrala fotovoltaică, fie la celelalte puncte de consum deținute de către beneficiar unde nu există suficient spațiu pentru instalarea unui sistem fotovoltaic. Acest lucru se poate realiza în condițiile impuse de normele ce vor fi realizate de către ANRE în condițiile legii 123/2012 actualizată prin OUG 163/2022.

Ținând cont de producția de energie electrică estimată a se realiza, se preconizează că se vor obține următoarele beneficii prin implementarea proiectului, prezentate în tabelul 4.3.

Pentru acest studiu s-a considerat un preț mediu al energiei electrice de 937 lei/MWh, acesta fiind prețul mediu ponderat al energiei electrice pe piața pe ziua următoare (PZU) pentru anii 2021 și 2022.

Tabelul 4.3 – Beneficii medii (lei/an) obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii CEF Limanu
1	496.833,31
2	453.462,91

4.6.4. INDICATORII FINANCIARI AI SCENARIILOR

După compararea costurilor totale de investiție, costurilor totale de operare și a beneficiilor totale, următoarea etapă a analizei financiare constă în calcularea indicatorilor rentabilității financiare a capitalului investit și a sustenabilității financiare a fondurilor din cadrul proiectelor.

Pentru evaluarea indicatorilor financiarilor s-au folosit următoarele ipoteze de calcul:

- TVA-ul aferent investiției a fost luat în calcul, acesta nefiind recuperabil;
- Rata de actualizare, calculată în funcție de specificul României, de specificul beneficiarului, a contextului regional și internațional, a fost considerată ca fiind 4%;
- A fost considerat un preț mediu al energiei electrice de 937 lei/MWh, prețul mediu ponderat al energiei electrice pe piața pe ziua următoare (PZU) pentru anii 2021 și 2022.
- A fost considerat un factor de degradare al sistemului fotovoltaic ce duce la o scădere a producției fotovoltaice de 0,4%/an.

Indicatorii financiarilor ai investiției sunt calculați pe baza următoarelor elemente:

- Costul investiției
- Rata de actualizare
- Perioada de referință
- Preturi utilizate
- Venituri și cheltuieli.

Pentru calcularea indicatorilor financiarilor ai capitalului au fost luate în considerare fluxurile financiare de venituri și cheltuieli, prezentate în anexa 8 (CEF Limanu) pentru scenariul 1, respectiv anexa 9 (CEF Limanu) pentru scenariul 2.

Pentru scenariul 1, cu datele prezentate în anexele menționate, rezultă indicatorii financiarilor VAN și RIR, prezentați în tabelul 4.4:

Tabelul 4.4 VAN și RIR pentru scenariul 1

Indicator financiari Scenariul 1	CEF Limanu
VAN	1.893.966,51 lei
RIR	10,32%

Pentru scenariul 2, cu datele prezentate în anexele menționate, rezultă indicatorii financiari VAN și RIR, prezentați în tabelul 4.5:

Tabelul 4.5 VAN și RIR pentru scenariul 2

Indicator financiari Scenariul 2	CEF Limanu
VAN	1.508.717,57 lei
RIR	9,29%

După cum se poate observa din valorile obținute, sunt obținuți indicatori care arată rentabilitatea investiției pentru toate scenariile avute în vedere.

Se constată, faptul că, scenariul tehnic 1 este cel mai atractiv din punct de vedere financiar.

4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU

Valoarea Actualizată Netă (Net Present Value) se folosește pentru aprecierea proiectelor de investiții și exprimă valoarea actualizată a fluxului de numerar generat de proiectul în cauză, determinat ca diferență între valoarea actualizată a veniturilor și valoarea actualizată a cheltuielilor. Criteriul de acceptanță constă în obținerea unei valori strict pozitive a VAN / NPV pe durata de studiu considerată.

VAN / NPV constituie un indicator fundamental pentru evaluarea economică și financiară a proiectelor de investiții și, prin conținutul său, caracterizează în valoare absolută aportul de avantaj economic al acestora.

Relația de determinare a VAN / NPV este:

$$VAN = -C_i + \sum_{i=1}^t \frac{-C_{an,i} + V_{an,i}}{(1+a)^i} [lei]$$

unde:

C_I [EUR] – Costul total de Investiții;

$C_{an,i}$ [EUR] – Cheltuiala anuală de exploatare, în anul i ;

$V_{an,i}$ [EUR] – Venitul anual, în anul i ;

a [%/an] – Rata de Actualizare.

Rata Internă de Rentabilitate (Internal Rate of Return) exprimă rata de actualizare pentru care veniturile brute totale actualizate sunt egale cu costurile totale actualizate, ambii indicatori fiind determinați pentru întreaga durată de studiu. Altfel spus, RIR / IRR este acea rată de actualizare pentru care VAN / NPV este nul.

VAN / NPV și RIR / IRR sunt utilizați concomitent pentru a conduce la o mai bună decizie de realizare a investiției, întrucât RIR / IRR este un indicator de eficiență, de calitate, pe când VAN / NPV este un indicator al valorii, al amplitudinii unei investiții.

Valoarea RIR / IRR se determină utilizând relația:

$$VAN = 0 = -C_I + \sum_{i=1}^t \frac{-C_{an,i} + V_{an,i}}{(1 + RIR)^i} [\%/an]$$

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

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

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

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

Se observă de asemenea că și în cazul analizei economice, Scenariul tehnic 1. reprezintă cea mai atractivă opțiune din punct de vedere economic, așa cum se poate observa din următorul tabel.

Tabelul 4.6 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

CEF Limanu		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	Lei	- 4.632.085,09	- 4.447.651,09
Valoarea Actualizată Netă - VAN	Lei	1.893.966,51	1.508.717,57
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	10,32%	9,29%
Perioada Brută de Recuperare a Investiției - TRB	ani	8,45	9,06
Analiza Beneficiu-Cost - AB/C	-	1,41	1,34

ANALIZA DE SENZITIVITATE

Scopul analizei senzitivității este de a selecta variabilele critice ale parametrilor modelului, care sunt acele variabile ale căror variații, pozitive sau negative, comparate cu valoarea utilizată ca cea mai bună estimare în cazul de baza, are cel mai mare efect asupra ratei interne a rentabilității (RIR) sau asupra valorii actualizate nete (VAN). Variația parametrilor critici se va produce în condițiile păstrării celorlalte date de intrare neschimbate. Pe scurt, analiza de senzitivitate permite determinarea modului în care se modifică concluziile unei cercetări față de variațiile posibile ale factorilor sau față de erorile de estimări făcute. Prin aceasta se realizează o perfecționare a fundamentării procesului de adoptare a deciziilor, întrucât se asigură o mai bună înțelegere per ansamblu, a riscului existent în diversele alternative de acțiune.

Analiza de senzitivitate, deși utilă în numeroase situații, prezintă unele limite. Ea nu permite indicarea probabilității cu care se va realiza varianta inițială sau celelalte alternative decizionale, iar realitățile sunt caracterizate printr-un dinamism accentuat, în care de multe ori variabilele se modifică simultan, în ritmuri și sensuri diferite. Analiza de senzitivitate constă în analiza variației rezultatelor financiare și a indicatorilor financiari ai investiției, în condițiile variației unor variabile cheie.

În cazul variației pozitive a prețului la energie electrică (în analiză s-a considerat 0,5 x prețul actual și 2 x prețul actual), valoarea actualizată netă (VAN) crește, ducând, totodată, la o

rata internă a rentabilității mai mare față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse în cazul creșterii prețului. În cazul nefericit dar improbabil pe termen scurt și mediu al scăderii prețului, VAN-ul devine negativ.

În cazul variației pozitive a cheltuielilor anuale de exploatare (2 x costul actual), valoarea actualizată netă (VAN) scade, neajungând însă la valori negative, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

În cazul variației negative a producției de energie electrică (0,8 x producție prognozată), valoarea actualizată netă (VAN) scade însă nu devine negativă, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

În cazul variației pozitive a CAPEX (1,1 x CAPEX actual), valoarea actualizată netă (VAN) scade, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse. Totodată, VAN rămâne pozitivă în ambele scenarii.

Rezultatele analizei pentru 20 de ani sunt prezentate în tabelele de mai jos.

Tabelul 4.7.1 – Rezultatele analizei economice a proiectului– preț energie variabil, scenariul 1

Preț energie [lei/MWh]	Preț energie variabil			
	CEF Limanu Scenariul 1		CEF Limanu Scenariul 2	
	Beneficii [lei]	VAN [lei]	Beneficii	VAN
468,50	4.968.333,07	-912.235,68	4.534.629,09	-1.052.520,95
1874,00	19.873.332,30	7.506.370,88	18.138.516,37	6.631.194,62

Tabelul 4.7.2 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea cheltuielilor de operare și mentenanță

	Creșterea cheltuielilor de operare și mentenanță	
	CEF Limanu Scenariul 1	CEF Limanu Scenariul 2
Cheltuieli actualizate [Lei]	-6.199.113,38	-5.934.923,78
VAN [Lei]	326.938,21	21.444,88

Tabelul 4.7.3 – Rezultatele analizei economice a proiectului– scăderea/creșterea producției de energie electrică

	Scăderea/creșterea producției de energie electrică			
	CEF Limanu Scenariul 1		CEF Limanu Scenariul 2	
	Creșterea producției x1,2	Scăderea producției x0,8	Creșterea producției x1,2	Scăderea producției x0,8
Producție medie [MWh/an]	636,29	424,19	580,74	387,16
VAN [Lei]	3.016.447,38	771.485,63	2.533.212,98	484.222,16

Tabelul 4.7.4 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea costului investiției

	Creșterea costului investiției	
	CEF Limanu Scenariul 1	CEF Limanu Scenariul 2
Costul investițional [Lei]	3.506.424,97	3.386.672,90
VAN [Lei]	1.587.460,83	1.212.679,73

4.9. ANALIZA DE RISCURI, MASURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR

O componentă importantă a activității de management a proiectului/investiției este reprezentată de managementul riscurilor pe perioada de implementare a proiectului/investiției, cu atât mai importantă în măsura în care proiectul este depus și finanțat în cadrul unui program de finanțare nerambursabilă.

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri. Identificarea riscurilor este de dublă factură:

- Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);
- Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului).

Tehnicile de abordare a riscurilor se împart în următoarele categorii:

- **Evitarea riscului.** Evitarea riscului presupune înlăturarea totală a riscului din cadrul proiectului/investiției și poate însemna chiar renunțarea la executarea proiectului/investiției.
- **Reducerea riscului.** Reducerea riscului presupune diminuarea probabilității, a

impactului sau a ambelor elemente și este o strategie importantă ce poate fi rentabilă dacă se compară cu anumite costuri pe care le-ar cauza riscurile probabile a se materializa.

- **Transferarea riscului.** Asigurarea este un mijloc de transferare a impactului financiar pe care îl are materializarea unui risc.
- **Planurile pentru situații neprevăzute.** Planurile pentru situații neprevăzute se referă la identificarea unor opțiuni alternative care să prevadă strategii acceptabile menite să contribuie la recuperarea unor eventuale pierderi.
- **Acceptarea riscului.** Acceptarea riscului presupune situația în care, în momentul respectiv, nu trebuie sau nu poate fi făcut nimic, dar trebuie reanalizată situația, în timp, pe parcursul execuției proiectului/investiției.

Analiza calitativă a riscurilor presupune încadrarea acestora într-un tabel, după probabilitate și impact, după cum urmează a fi prezentat în tabelul de mai jos.

Urmărind tabelul de mai jos, o atenție deosebită trebuie acordată riscurilor care apar în cadranele riscurilor cu impact mare.

Evaluarea riscurilor presupune cuantificarea factorilor de risc identificați anterior prin două elemente:

- P - probabilitatea apariției (sau a manifestării);
- I - impactul (sau efectul) asupra proiectului/investiției.

Tabelul 4.8 – Cadranele riscurilor

<u>Impact mare – probabilitate mică</u> Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă Lipsa de lichidități în momente cheie Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor	<u>Impact mare – probabilitate mare</u> Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție. Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.
<u>Impact mic – probabilitate mică</u> Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare	<u>Impact mic – probabilitate mare</u> Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute

Aceste elemente se estimează pe baza unei scale cu gradații (de la 1 [minim] la 5 [maxim]), elaborându-se astfel "Registrul de Risc" ale proiectului. Atât la probabilitate, cât și la impact, nota 1 reprezintă probabilitate și impact foarte mici, iar nota 5 reprezintă probabilitate și impact foarte mari. Mai jos este redată o evaluare și ierarhizare preliminară a riscurilor, ce pot apărea pe parcursul implementării proiectelor/investițiilor:

Tabelul 4.9 – Evaluarea și ierarhizarea riscurilor

Nr. crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
1	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție.	4	4	16
2	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	4	2	8
3	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	3	5	15
4	Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă	3	4	12
5	Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare	2	3	6
6	Lipsa de lichidități în momente cheie	2	5	10
7	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor	1	4	4

VR reprezintă valoarea riscului și se calculează conform formulei:

$$VR = P \cdot I$$

Strategii de abordare a riscurilor identificate

În urma stabilirii valorii riscului, în tabelul de mai jos sunt centralizate strategiile de abordare a riscurilor globale care pot afecta implementarea în condiții optime a proiectului. Astfel, se construiește o matrice de control sau management al riscurilor:

Tabelul 4.11 – Matricea de management al riscurilor

Nr. crt.	Riscul	Tehnici de control	Măsură de management al riscurilor
	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție.	Transferul riscului	Prevederea în contract a unor penalități importante pentru depășirea termenelor de livrare/ execuție, împreună cu luarea în considerare a unor marje de timp în planificare
	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	Planuri pentru situații neprevăzute	În aceasta situație, beneficiarul va identifica din timp resursele financiare pentru acoperirea necesarului de finanțare până la efectuarea rambursărilor, prin realizarea unei prognoze de cash-flow a investiției sau va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare. Conform celor prezentate în analiza cost-beneficiu, pe toată afacerea în varianta cu proiect, rezultă o situație foarte bună a beneficiarului din perspectiva resurselor financiare.
3	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	Reducerea riscului	Includerea în bugetul de investiții al beneficiarului, a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute
4	Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă	Reducerea riscului	Asigurarea prin graficul de execuție a proiectului/investiției de suficiente resurse de timp pentru adaptarea/ conformarea proiectului cu noile prevederi normative

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
5	Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului / investiției și în procesul de implementare	Reducerea riscului	Evaluarea factorilor motivaționali; Furnizarea unor definiții clare a rolurilor în contextul implementării proiectului în cadrul unui program de finanțare; Stabilirea unor linii eficiente și concentrate de comunicare; Minimizarea birocrăției; Asigurarea accesibilității informației.
6	Lipsa de lichidități în momente cheie	Planuri pentru situații neprevăzute	Realizarea unui cash-flow al proiectului din momentul în care sunt semnate contractele cu furnizorii principali pentru a ține sub control plățile pentru proiect și încasările din fonduri nerambursabile aferente acestuia.
	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor	Planuri pentru situații neprevăzute	Previzionarea execuției pe fiecare perioadă de timp cu o rezervă operațională realistă și care permite asigurarea unui interval de timp suficient, astfel încât în cazul apariției unor fenomene de tip forță majoră să asigure un interval suficient pentru eliminarea efectelor acestora și continuarea lucrărilor/ execuției fără afectarea în mod semnificativ a graficului de implementare a proiectului/investiției.

În procesul de evaluare a riscurilor, o primă etapă importantă este și analiza de sensibilitate a investiției, în afară de analiza riscurilor.

Astfel cum a fost amintit mai sus, analiza de sensibilitate permite determinarea variabilelor sau parametrilor „critici” ai modelului. Aceste variabile sunt cele ale căror variații, pozitive sau negative, au cel mai puternic impact asupra performanței financiare și/sau economice proiectului. Analiza se efectuează prin modificarea (fluctuarea) unui element și determinarea efectului schimbării respective asupra IRR sau VAN.

Analiza de senzitivitate elaborată pentru prezenta investiție avută în vedere de către Beneficiar a arătat faptul că rezultatele proiectelor pot fi puternic influențate pozitiv de evoluția prețului cu energia electrică, iar evoluția CAPEX-ului are o influență negativă moderată.

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

5.1. COMPARATIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR

Tabelul 5.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost CEF Limanu fără TVA (lei)	Cost CEF Limanu cu TVA (lei)
1	2.816.319,74	3.187.659,06
2	2.717.269,22	3.078.793,54

Tabelul 5.2 - Costurile medii de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost operare CEF Limanu (lei/an)
1	119.557
2	113.485

Tabelul 5.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii medii CEF Limanu (lei/an)
1	496.833,31
2	453.462,91

Tabelul 5.4 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

CEF Limanu		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	Lei	- 4.632.085,09	- 4.447.651,09
Văloarea Actualizată Netă - VAN	Lei	1.893.966,51	1.508.717,57
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	10,32%	9,29%
Perioada Brută de Recuperare a Investiției - TRB	ani	8,45	9,06
Analiza Beneficiu-Cost - AB/C	-	1,41	1,34

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

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

Analiza de senzitivitate relevă același aspect, prin faptul că Scenariul 1 a rămas cel mai atractiv, în toate situațiile de variabilitate analizate.

Scenariul 1 constă în dezvoltarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată totală de 0,41391 MWp utilizând module PV Monocristaline cu o putere nominală de 630 Wp.

Descrierea tehnică exhaustivă a soluției tehnice a fost realizată în cadrul Capitolului 3.2.1. Fișele tehnice ale echipamentelor propuse se regăsesc în Anexa 1 (module PV) și Anexa 2 (invertor).

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru instalații fotovoltaice, care respectă azimutul și structura 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.

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

la obținerea și amenajarea terenului



**PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.**

Nu este cazul. Terenul este în proprietatea beneficiarului. Acesta se va curăța de vegetație și orice fel de elemente ce ar putea obstrucționa construirea centralei.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Nu este cazul.

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

Sistemele fotovoltaice va fi alcătuit din:

➤ CEF Limanu: 0,41391 MWp, 657 module PV, 4 invertoare de 100 kW

Modulele PV vor fi formate dintr-un număr de minim 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate de aproximativ 30 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 630 Wp, cu un randament nominal de minim 22,54%.

Invertoarele vor fi trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kW , cu un randament minim de 98%.

Atât pentru modulele PV, cât și pentru invertoare, se vor respecta condițiile impuse de ghidul de finanțare:

- > 20% pentru panouri monocristaline din siliciu;
- Condiții standard de testare (STC): o radiație solară 1000 W/m² ; o masa aerului AM 1,5; o temperatura celulei 25°C;
- Pentru invertoare: Eficiență europeană: > 97%.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

D) 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 riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

E) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;

F) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.

conexiuni . Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrari de invertoare.

Instalația de împământare

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 (I7/2011, IRE-İp 30/2004).

d) probe tehnologice și teste

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din centrala fotovoltaică ce totalizează 0,41391 MWp.

5.4. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚIE:

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

Valoarea totală a obiectivelor de investiții pentru Scenariul 1 este de:

- CEF Limanu: 2.816.319,74 lei fără TVA (din care C+M 1.217.208,48 lei), respectiv 3.187.659,06 lei cu TVA inclus (din care C+M 1.368.757,25 lei)

Plafonul maxim ce poate fi cerut este:

- **1.100.000 Euro/MW fără TVA pentru energia solară,**

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

Conform aspectelor prezentate anterior, setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției „**CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (PROSUMATOR) LIMANU DOTATĂ CU STAȚIE DE REÎNCĂRCARE PENTRU MAȘINI ELECTRICE**” de 0,41391 MWp:

Indicator	CEF Limanu
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MWp)	0,4
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră:	324,45

Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (t/an)	
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	530,24
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	10.604,77
I.5 Factorul de capacitate al centralei (%)	15,13%
Indicator propriu: Număr de locuri de muncă create	minimum 2 locuri de muncă în compania Antreprenorului General
Indicator propriu: Număr de puncte de reîncărcare de 22 kW create	2

c) indicatori financiar, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții

Indicator	CEF Limanu
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MWp)	0,4
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (t/an)	324,45

I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	530,24
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	10.604,77
I.5 Factorul de capacitate al centralei (%)	15,13%

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

Durata de implementare a obiectivului de investiție va fi de aproximativ 12 luni.

5.5. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINTELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE

Executantul lucrării este obligat să respecte reglementările enumerate.

- **Legea 123/ 2012** Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- **Legea 50/1991** privind autorizarea lucrărilor de construcție;
- **Legea 10/1995** privind calitatea în construcții;
- **Ordin ANRE nr. 208 / 2018** Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- **Ordin ANRE nr. 228 / 2018** Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările și completările din Ord.132/2020);
- **Ordin ANRE 19/2022** pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor;
- **Ordin ANRE 74/2013** pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”,

aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;

- **Ordin ANRE 59/2013** pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- **I7/2011** Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- **NTE 001/03/00** Alegerea, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;
- **NTE 007/08/00** Normativ și Anexe pentru proiectarea și executarea rețelilor de cabluri electrice;
- **NTE 005/06/00** Normativ privind metodele și elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- **I.RE-Ip 30-04** Îndrumar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- **STAS 2612/1987** Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;
- **STAS 12217/1988** Protecția împotriva electrocutărilor la utilaje și echipamente electrice mobile. Prescripții;
- **STAS 297/1/1987** Culori și indicatoare de securitate. Condiții tehnice generale;
- **STAS 297/2/1992** Culori și indicatoare de securitate. Reprezentări;
- **HGR 300/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- **HGR 1146/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- **HGR 971/2006** Cerințe minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- **HGR 1091/2006** Cerințe minime pentru securitate și sănătate la locul de muncă;
- **HGR 448/2005** privind deșeurilor de echipamente electrice și electronice;
- **HGR 621/2005** privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor din ambalaje;
- **HGR 918/2002** privind evaluarea impactului asupra mediului înconjurător.

5.6. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANTARE A INVESTITIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE SI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCATII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE

- Finanțarea privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum- Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

- Fondul Român pentru Eficiența Energiei
- Fonduri proprii (bugetul local)
- Credite bancare
- Companii prestatoare de servicii energetice de tip ESCO

În conformitate cu prevederile finanțării menționate din cadrul Fondului pentru Modernizare, aceasta vizează sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară și hidro.

Potențialii beneficiari sunt instituții publice, autorități ale administrației publice locale și naționale, cultele recunoscute în România, organizațiile de utilitate publică, universități de drept public, institute de cercetare de drept public, ale căror proiecte pentru construirea de noi capacități de producție a energiei electrice din surse de energie regenerabilă au fost selectate drept câștigătoare în baza unei proceduri de tipul „primul venit, primul servit”.

Valoarea maximă a finanțării nerambursabile

Finanțarea maximă care se poate acorda pentru un proiect de investiții nu poate depăși 10.000.000 euro per beneficiar, per proiect de investiții.

Intensitatea finanțării acordate este de 100% din costurile eligibile calculate conform potrivit prevederilor anexei 4 a ghidului solicitantului, cu încadrarea în următoarele plafoane maxime:

Energie solară

- 1.100.000 Euro/MW fără TVA

Diferența până la valoarea totală a proiectului se acoperă de către beneficiar. Acesta trebuie să aducă o contribuție financiară pentru diferența până la totalul costurilor eligibile fie din resurse proprii, fie din surse atrase, sub o formă care să nu facă obiectul niciunui ajutor public. În mod concret, beneficiarul va completa diferența dintr-o combinație de fonduri proprii și credite obținute de la o instituție bancară.

Condiții de eligibilitate a beneficiarilor

Beneficiarii finanțării trebuie să îndeplinească cumulativ următoarele condiții:

- a) au personalitate juridică, sunt legal constituiți ca Unități Administrativ Teritoriale, Sub-unități Administrativ Teritoriale, unități din sistemul național de apărare, ordine publică și siguranță națională, instituții publice;
- b) nu sunt în incapacitate de plată/ în stare de insolvență conform prevederilor Legii nr. 85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, cu modificările și completările ulterioare, după caz;

- c) nu sunt în stare de faliment, lichidare, nu au afacerile conduse de un administrator judiciar sau activitățile lor comerciale nu sunt suspendate ori nu fac obiectul unui aranjament cu creditorii sau sunt într-o situație similară cu cele anterioare, reglementată prin lege, ori nu fac obiectul unei proceduri legale pentru declararea lor în stare de faliment, lichidare, conducerea afacerilor de un administrator judiciar;
- d) și-au îndeplinit obligațiile de plată a impozitelor, taxelor și contribuțiilor de asigurări sociale către bugetele componente ale bugetului general consolidat;
- e) nu sunt declarați într-o situație gravă de încălcare a prevederilor legislației privind achizițiile publice și/sau a obligațiilor asumate printr-un contract/acord de finanțare din fonduri publice;
- f) Solicitantul/reprezentantul legal al Solicitantului nu a suferit condamnări definitive datorate unei conduite profesionale îndreptată împotriva legii, decizie formulată de o autoritate de judecată ce are forță de res judecată;
- g) Solicitantul/reprezentantul legal al Solicitantului nu a fost subiectul unei judecăți de tip res judecată pentru fraudă, corupție, implicarea în organizații criminale sau în alte activități ilegale, în detrimentul intereselor financiare ale Comunității Europene;

Modalitatea de derulare a finanțării

1. Furnizorul finanțării lansează procedura de ofertare concurențială pentru selecția proiectelor ce vor beneficia de finanțare.
2. Perioada de depunere a propunerilor de proiecte pentru producția de energie din surse regenerabile în cadrul procedurii de ofertare concurențială va fi anunțată pe pagina oficială de internet a Ministerului Energiei la adresa: www.energie.gov.ro
3. Pentru a beneficia de prevederile prezentei finanțări solicitanții vor încărca în platforma informatică dedicată Fondului pentru Modernizare cererea de finanțare, anexele acesteia și alte documente solicitate prin ghidul specific.
4. Furnizorul finanțării stabilește condițiile de eligibilitate și de selecție în cadrul procedurii de selecție și semnează contracte de finanțare cu beneficiarii, după parcurgerea celor două etape ale procesului de evaluare, respectiv:

B) Verificarea conformității administrative și a eligibilității ofertei (cererea de finanțare cu anexele sale)

Comisia de selecție constituită la nivelul furnizorului finanțării va verifica conformitatea administrativă a cererii de finanțare. După finalizarea procesului de verificare administrativă și a eligibilității cererii depuse în cadrul procedurii de selecție Ministerul Energiei va trece la contractare.



**PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.**

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS IN VEDEREA OBTINERII AUTORIZATIEI DE CONSTRUIRE

Beneficiarul nu are nevoie de certificat de urbanism sau de autorizație de construcție pentru a instala sistemul fotovoltaic și stația de încărcare pentru mașini electrice, conform Legii 50/1991, art. 11 (7) f), respectiv art. 11². Beneficiarului i s-a emis Avizul favorabil pentru amplasare.

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCARA. CU EXCEPTIA CAZURILOR SPECIALE. EXPRES PREVAZUTE DE LEGE

Beneficiarul deține extrasul de Carte Funciară având numărul 104938 pentru amplasamentul CEF Limanu, terenul nefiind grevat de sarcini.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITATII COMPETENTE PENTRU PROTECTIA MEDIULUI, MASURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MASURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU IN DOCUMENTATIA TEHNICO-ECONOMICA

Beneficiarul a obținut actul administrativ al Autorității competente pentru protecția mediului, respectiv clasarea notificării nr. 452 din 16.03.2023.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITATILOR

Amplasamentul CEF Limanu se află în apropierea unei linii de medie tensiune (20 kV), modul de racordare urmând a fi stabilit printr-o fișă de soluție de către operatorul de distribuție din zonă, E-Distribuție Dobrogea S.A..

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC. VIZAT DE CATRE OFICIUL DE CADASTRU SI PUBLICITATE IMOBILIARA

Beneficiarul are în curs de realizare studiul topografic vizat de către OCPI.



**PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.**

6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE

7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

7.1. INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv Comuna Limanu, cu sediul în Strada Castanului nr. 32, Limanu, județul Constanța;

- Cod de Înregistrare Fiscală: 4671688;
- Telefon: 0241 858 204;
- E-mail: registratura@primarialimanu.ro

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZÂND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (ÎN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUȚIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI, ESALONAREA INVESTITIEI PE ANI, RESURSE NECESARE

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12 luni, durata de execuție fiind de 4-5 luni.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data de începere a contractului (DI):

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații: 4-6 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 12 luni.

Un grafic de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în cadrul ofertei angajante, iar o actualizare a acestuia va fi efectuată înainte de începerea efectivă a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de sudare, schele, scări, etc. și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.



*PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.*

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali, la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt. Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu, finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței. Punctele de referință vor fi stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralei.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG 273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat/proces verbal va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat va fi eliberat de către beneficiar.

Conform standardului SR EN ISO 9001 și reglementărilor aplicabile, în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului. PSSM va fi aprobat de autoritatea contractantă înainte de începerea lucrărilor.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE SI INTRETINERE: ETAPE, METODE SI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute, cu respectarea procedurii interne de securitate informatică a autorității contractante. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate vizată de comuna Limanu.

Contractul de mentenanță se va semna (dacă se va dori contractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel mai târziu la data punerii în funcțiune a centralelor fotovoltaice. Lipsa contractului de mentenanță la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan.

Mentenanța preventivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor Antreprenorului General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. RECOMANDARI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITATII MANAGERIALE SI INSTITUTIONALE

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier (facilități și lucrări temporare, container



*PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.*

birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare) și servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrare, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video.

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK.

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

Echipa de proiect, ce va fi contractată extern sau formată din angajați ai beneficiarului) va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Responsabil tehnic
- Responsabil financiar
- Responsabil achiziții
- Inginer constructor
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Responsabil SSM

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, facturarea lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)



PROIECTUL DUMNEAVOASTRA. TINTA NOASTRA.

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

8. CONCLUZII SI RECOMANDARI

Așa cum a fost demonstrat, în vederea dezvoltării a unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată totală de 0,41391 MWp în cadrul amplasamentului Beneficiarului, cea mai fezabilă soluție tehnică, atât din punct de vedere financiar cât și din punct de vedere economic este reprezentată de utilizarea unor module PV monocristaline, cu o putere nominală de 630 Wp și a unui sistem de invertoare de tip string de 100 kW.



*PROIECTUL DUMNEAVOASTRA.
TINTA NOASTRA.*

Beneficiile producției de energie electrică se vor cuantifica atât într-o creștere a performanțelor financiare ale bugetului local al comunei Limanu, cât și prin reducerea impactului asupra mediului prin reducerea de emisii cu gaze cu efect de seră.

De asemenea, prin implementarea proiectului, industria autohtonă de instalări sisteme fotovoltaice și stații de încărcare pentru mașini electrice va fi susținută, această susținere conducând mai departe la creșterea necesității de ocupare a forței de muncă – crearea de noi locuri de muncă în România.

Nici componenta de marketing nu este de neglijat, Beneficiarul putând valorifica prin externalizări suplimentare beneficiile de imagine oferite de implementarea de proiecte de producere a energiei din surse regenerabile de energie, această centrală fotovoltaică putând reprezenta de altfel o piatră de temelie în tranziția către sustenabilitate a unei comunități “verzi” în România.

C)PIESE DESENATE

1. planuri de amplasare în zonă (anexa 10);
2. planuri de situație (anexa 11);

Data: 15.02.2023

Revizia 1: 03.10.2023

Proiectant EURO AIM CONSULTING S.R.L.

Intocmit Simona-Irina Sârbu, ing. Teodor-Ioan Diaconu

Verificat Dr. ing. Ciprian-Gheorghe Diaconu

BIBLIOGRAFIE:

1. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
2. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
3. Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009
4. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 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 2015/1814,” 2018.
5. Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
6. <https://www.consilium.europa.eu/ro/policies/energy-prices/>
7. <https://energie.gov.ro>
8. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/110/al-doilea-pilon-al-pac-politica-de-dezvoltare-rurala>
9. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
10. <https://geoportal.ancpi.ro/geoportal/imobile/Harta.html>
11. <https://www.meteoblue.com/ro/vreme/>
12. <https://www.opcom.ro/>
13. <https://www.anre.ro/>
14. Google Earth
15. <https://romaniadategeografice.net/unitati-admin-teritoriale/judete/judete-a/constanta/>
16. <http://www.bjdb.ro/docs/egr.pdf>
17. https://www.meteoblue.com/ro/vreme/historyclimate/climatemodelled/limanu_rom%c3%a2nia_674782
18. <http://www.cjc.ro/sestiune.php?s=55>

ANEXA 3 DEVIZ GENERAL

OBIECTIV: CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA (PRODUCATOR) LIMANU DOTATA CU STATIE DE REȚINEREA APEI PENTRU
MAȘINI ELECTRICE

Secțiunea 1

AMPLASAMENT: Str. General Văcărescu nr. 2, Limanu, județul Constanța

BENEFICIAR: Comuna Limanu

FAZA DE PROIECTARE: SI

Descrierea lucrărilor și sub-obiectele de cheltuieli		Valoare Fără TVA	TVA Cota TVA (%)	Valoare Încușată TVA
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținere și amenajare teren				
1.1	Obținerea terenului	-	-	-
1.2	Amenajarea terenului	15.000,00	2.850,00	17.850,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și asigurarea terenului la standardele	-	-	-
1.4	Cheltuieli pentru relocarea protecției utilitatilor	-	-	-
Total Capitol 1		15.000,00	2.850,00	17.850,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investiții (racordare la rețeaua de energie electrică)				
Total Capitol 2		315.000,00	59.850,00	374.850,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii de teren	14.000,00	2.660,00	16.660,00
3.1.1	Studiu de teren (studiu geotehnic)	7.000,00	1.330,00	8.330,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3	Alte studii specifice	7.000,00	1.330,00	8.330,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații (scutit conf art 476 din codul fiscal) (ATR)	15.000,00	2.850,00	17.850,00
3.3	Expertiză tehnică	-	-	-
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5	Proiectare	245.000,00	46.550,00	291.550,00
3.5.1	Tema de proiectare	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	-	-	-
3.5.3	Studiu de fezabilitate documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.5.4	Documentație tehnică necesară în vederea obținerii avizelor/acordurilor autorizabilor	15.000,00	2.850,00	17.850,00
3.5.5	Verificarea fiabilității de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	20.000,00	3.800,00	23.800,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	15.000,00	2.850,00	17.850,00
3.7	Consultanță	155.000,00	29.450,00	184.450,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	150.000,00	28.500,00	178.500,00
3.7.1.1	Servicii de elaborare documentație întocmire cerere de finanțare	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.7.1.2	Servicii de consultanță în management pentru implementarea proiectului de investiții	50.000,00	9.500,00	59.500,00
3.7.2	Auditul financiar	5.000,00	950,00	5.950,00
3.8	Asistență tehnică	26.000,00	4.940,00	30.940,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectanților	16.000,00	3.040,00	19.040,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	15.000,00	2.850,00	17.850,00
3.8.1.2	pentru partea proiectanților la fața locului incluse în programul de lucru al lucrărilor de execuție avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	1.000,00	190,00	1.190,00
3.8.2	Engajate de salubritate	10.000,00	1.900,00	11.900,00
Total Capitol 3		470.000,00	89.300,00	559.300,00
Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	613.769,19	64.239,23	678.008,42
4.1.1	Construcții și instalații centrale fotovoltaice (producător) Limanu	573.769,19	41.138,23	614.907,42
4.1.2	Imprejmuire	30.000,00	5.700,00	35.700,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	273.439,29	24.609,54	298.048,83
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	931.941,28	74.874,71	1.006.816,00

ANEXA 3 - DEVIZ GENERAL

OBIECTIV: CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA (PROSUMATOR) LIMANU DOTATA CU STATIE DE REINCARCARE PENTRU MASINI ELECTRICE

Scenariu 1

AMPLASAMENT: str. General Vătejanu nr. 2, Limanu, județul Constanța

BENEFICIAR: Comuna Limanu

4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport			
4.5	Dotări	37.000,00	7.030,00	44.030,00
4.5.1	Stuf de încărcare 3x22 kV	37.000,00	7.030,00	44.030,00
4.6	Active necorporale			
TOTAL CAPITOL 4				
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli		1.756.149,76	170.753,48	1.926.903,24
5.1	Organizare de șantier			
5.1.1	Lucrări de construcții			
5.1.2	Cheltuieli pentru organizarea șantierului			
	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	6.955,00	475,00	7.430,00
5.2	5.2.1 Comisioane de distribuție aferente creditului băncii finanțatoare			
	5.2.2 Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	2.025,00		2.025,00
	5.2.3 Cota aferentă ISC pentru controlul stării de întreținere a rețelei de distribuție și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	405,00		405,00
	5.2.4 Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	2.025,00		2.025,00
	5.2.5 Taxe pentru acordarea avizelor conforme și autorizarea de construcție deșchitare	2.500,00	475,00	2.975,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	235.714,98	44.785,85	280.500,82
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.500,00	475,00	2.975,00
TOTAL CAPITOL 5		245.169,98	45.735,85	290.905,82
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5.000,00	950,00	5.950,00
6.2	Probe tehnologice și teste	10.000,00	1.900,00	11.900,00
TOTAL CAPITOL 6		15.000,00	2.850,00	17.850,00
TOTAL GENERAL		2.016.319,74	371.339,32	2.387.659,06
Din care C+M		1.217.208,48	151.548,76	1.368.757,25

Informații

EURO AIM CONSULTING SRL

Data: 30.03.2025

EURO AIM
CONSULTING

PRESEDINTE DE SEDINTA,

MARICOM IOANU CALIN



		Valoarea totală solicitată:				Valoarea totală eligibilă a cheltuielilor:				Valoarea grantului solicitat:				Contribuția proprie:			
Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valoarea eligibilă a cheltuielii	Valoarea neeligibilă a cheltuielii	TVA	
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9				
1	Cheltuieli pentru amenajarea terenului																
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1.2	Amenajarea arcului de protecție	15,000.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	2,850.00	17,850.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la Cheltuieli pentru	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
1.4	relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Total capitol 1	15,000.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	2,850.00	17,850.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15,000.00	0.00	2,850.00	
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	315,000.00	59,850.00	374,850.00	315,000.00	59,850.00	374,850.00	200,000.00	38,000.00	238,000.00	115,000.00	0.00	0.00	115,000.00	0.00	21,850.00	
	Total capitol 2	315,000.00	59,850.00	374,850.00	315,000.00	59,850.00	374,850.00	200,000.00	38,000.00	238,000.00	115,000.00	0.00	0.00	115,000.00	0.00	21,850.00	
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență																
3.1	Studii	14,000.00	2,660.00	16,660.00	14,000.00	2,660.00	16,660.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	3.1.1 Studiu de teren	7,000.00	1,330.00	8,330.00	7,000.00	1,330.00	8,330.00							14,000.00	0.00	2,660.00	
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	7,000.00	0.00	1,330.00	
	3.1.3 Alte studii specifice	7,000.00	1,330.00	8,330.00	7,000.00	1,330.00	8,330.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	Documentații suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	15,000.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	2,850.00	17,850.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15,000.00	0.00	2,850.00	
3.2	Expertiză tehnică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3.3	Certificarea performanței energetice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3.4	Proiectare	245,000.00	46,550.00	291,550.00	245,000.00	46,550.00	291,550.00	100,000.00	19,000.00	119,000.00	145,000.00	0.00	0.00	145,000.00	0.00	27,550.00	
	3.5.1 Temă de proiectare	10,000.00	1,900.00	11,900.00	10,000.00	1,900.00	11,900.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10,000.00	0.00	1,900.00	
	3.5.2 Studiu de fezabilitate/proiectabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	3.5.3 Studiu de fezabilitate/documentații e de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz	100,000.00	19,000.00	119,000.00	100,000.00	19,000.00	119,000.00	100,800.00	19,800.00	119,000.00	0.00	0.00	0.00	119,000.00	0.00	0.00	
	3.5.4 Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/auto ritatilor	15,000.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	2,850.00	17,850.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15,000.00	0.00	2,850.00	
	3.5.5 Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de	20,000.00	3,800.00	23,800.00	20,000.00	3,800.00	23,800.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20,000.00	0.00	3,800.00	
	3.5.6 Proiect tehnic și detalii de execuție	100,000.00	19,000.00	119,000.00	100,000.00	19,000.00	119,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100,000.00	0.00	19,000.00	

5.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	150,000.00	28,500.00	178,500.00	150,000.00	28,500.00	184,450.00	98,840.00	187,779.60	137,619.60	56,160.00	0.00	10,670.40
3.8	3.7.2. Auditul financiar	5,000.00	950.00	5,950.00	5,000.00	950.00	5,950.00	0.00	0.00	51,160.00	0.00	9,720.40
	3.8.1. Asistență tehnică	26,080.00	4,940.00	30,940.00	26,000.00	4,940.00	30,940.00	0.00	0.00	5,000.00	0.00	950.00
	din partea proiectantului	16,000.00	3,040.00	19,040.00	16,000.00	3,040.00	19,040.00	0.00	0.00	26,000.00	0.00	4,940.00
	3.8.1.1 pe peribada de execuție a lucrărilor	15,000.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	2,850.00	17,850.00	0.00	0.00	16,000.00	0.00	3,040.00
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	1,000.00	190.00	1,190.00	1,000.00	190.00	1,190.00	0.00	0.00	1,000.00	0.00	190.00
	5.7.2. Lucrări de investiții	10,000.00	1,900.00	11,900.00	10,000.00	1,900.00	11,900.00	0.00	0.00	10,000.00	0.00	1,900.00
4	Total capitol 3	470,000.00	89,300.00	559,300.00	470,000.00	89,300.00	559,300.00	198,840.00	37,779.60	271,160.00	0.00	51,520.40
4.1	Cheltuieli pentru investiția de bază	613,769.19	64,239.23	678,008.42	613,769.19	64,239.23	678,008.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	273,439.29	24,609.54	298,048.83	273,439.29	24,609.54	298,048.83	273,439.29	24,609.54	0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	831,941.28	74,874.71	906,815.99	831,941.28	74,874.71	906,815.99	831,941.28	74,874.71	0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	37,000.00	7,030.00	44,030.00	37,000.00	7,030.00	44,030.00	37,000.00	7,030.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	Total capitol 4	1,756,149.76	170,753.48	1,926,903.24	1,756,149.76	170,753.48	1,926,903.24	1,756,149.76	170,753.48	0.00	0.00	0.00
5.1	Alte cheltuieli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.1.1	Organizare de șantier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	5.1.1.1. Lucrări de construcții și instalații	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	afiliate organizării de	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	5.1.1.2. Cheltuieli conexe	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	organizării șantierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Gomis, pane, cote, taxe, costul creditului	6,955.00	475.00	7,430.00	6,955.00	475.00	7,430.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	5.2.1. Comisionarea și dobânzile aferente creditului băncii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6,955.00	0.00	475.00
	finanțatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	2,025.00	0.00	2,025.00	2,025.00	0.00	2,025.00	0.00	0.00	2,025.00	0.00	0.00

	in amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	405.00	0.00	405.00	0.00	405.00	0.00	405.00	0.00	0.00	405.00	0.00	0.00	0.00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	2,025.00	0.00	2,025.00	0.00	2,025.00	0.00	2,025.00	0.00	0.00	2,025.00	0.00	0.00	0.00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	2,500.00	475.00	2,975.00	475.00	2,975.00	0.00	2,975.00	0.00	0.00	2,500.00	0.00	0.00	475.00
5.3	Cheltuielile diverse și neprevăzute	235,714.98	44,785.85	280,500.82	44,785.85	280,500.82	0.00	280,500.82	0.00	0.00	235,714.98	0.00	0.00	44,785.85
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2,500.00	475.00	2,975.00	475.00	2,975.00	0.00	2,975.00	0.00	0.00	2,500.00	0.00	0.00	475.00
	Total capitol 5	245,169.98	45,735.85	290,905.82	45,735.85	290,905.82	0.00	290,905.82	0.00	0.00	245,169.98	0.00	0.00	45,735.85
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste													
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5,000.00	950.00	5,950.00	950.00	5,950.00	5,000.00	5,950.00	950.00	5,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	10,000.00	1,900.00	11,900.00	1,900.00	11,900.00	10,000.00	11,900.00	1,900.00	10,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 6	15,000.00	2,850.00	17,850.00	2,850.00	17,850.00	15,000.00	17,850.00	2,850.00	15,000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	LEI	2,816,319.74	371,339.32	3,187,659.06	371,339.32	3,187,659.06	2,816,319.74	3,187,659.06	371,339.32	2,169,989.76	646,329.98	2,419,372.84	0.00	121,956.25
TOTAL GENERAL	Euro (2)	569,874.49	75,139.48	645,013.97	75,139.48	645,013.97	569,874.49	645,013.97	75,139.48	439,091.41	130,783.08	489,553.39	0.00	24,677.51

4.9420

VALOARE LEI GRANT	2,174,480.00
MAXIMA (FARA TVA)	
VALOARE GRANT 0,4 (EURO/MW)	440,000.00

CHEIE CONTROL	2,816,319.74
	3,187,659.06
	4,490.24

0.00
0.00

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
MARICOLU Ionuț CĂLIN

