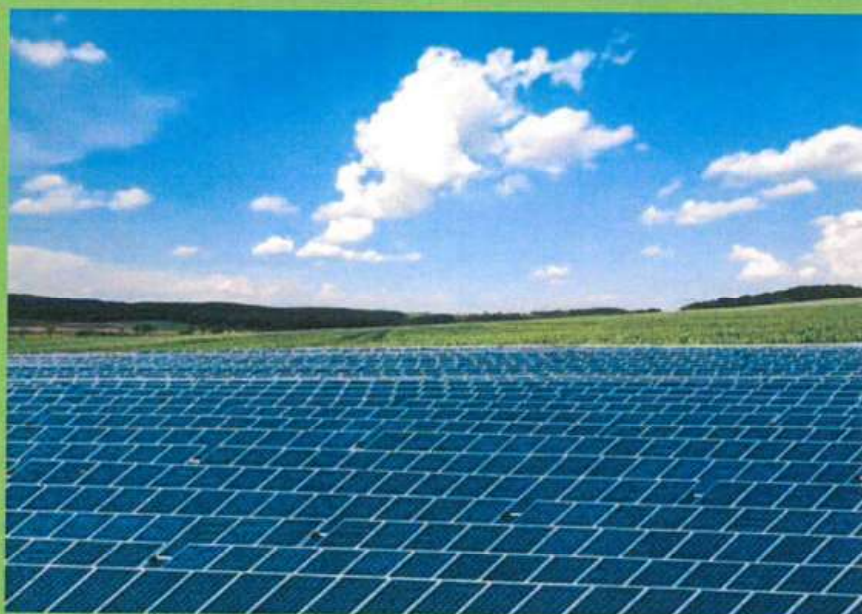


**..REALIZARE CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU CONSUM PROPRIU
HOTEL, EUROSANTIS SRL "JUDETUL CONSTANTA"
STUDIU DE FEZABILITATE**



Beneficiar:
EUROSANTIS SRL

ELABORATORI:
SC PRIMPREST SRL
SC SERPROIEC CONCEPT SRL

2024

Foaie de capăt

DENUMIRE PROIECT: "REALIZARE CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU CONSUM PROPRIU HOTEL, EUROSANTIS SRL" JUDETUL CONSTANTA

BENEFICIAR: EUROSANTIS SRL

B-dul Al. Lapusneanu, județul Constanta;

CUI 2743397

eurosantisct@yahoo.ro

AMPLASAMENT: LOCALITATEA NEPTUN, JUDETUL CONSTANTA

PROIECTANT GENERAL: SC PRIMPREST SRL

Slobozia, Judetul Ialomita

CUI: RO7636839, J21/216/1995

primprestconsulting@gmail.com

PROIECTANT DE SPECIALITATE: SC SERVPROIECT CONCEPT SRL

Slobozia, Judetul Ialomita

CUI: 48969725, J21/513/2023

servproiectconceptsr@gmail.com

FAZA DE PROIECTARE: STUDIU DE FEZABILITATE

PROIECT NR: 5

DATA ELABORARII PROIECTULUI: IULIE 2024

CUPRINS:**PIESE SCRISE**

- FOAIE DE CAPĂT
- CUPRINS
- LISTA CU SEMNĂTURI
- MEMORIU TEHNIC GENERAL

PIESE DESENATE

PLAN DE SITUAȚIE	A1
------------------	----

LISTA CU SEMNĂTURI

ŞEF PROIECT

ING. DASCALU GEORGE PAUL

PROIECTANT DE SPECIALITATE

ING. NEGOI VALENTIN GABRIEL

DEVIZE TEHNOREDACTARE

ING. VASILE CRISTIAN SORIN



AMPLASAMENT: LOCALITATEA NEPTUN, JUDEȚUL CONSTANTA.

NUMAR PROIECT: 5 / 2024

FAZA: STUDIU DE FEZABILITATE

PROPRIETAR : EUROSANTIS SRL, JUDEȚUL CONSTANTA

PETRE

FILOFTEIA

Digitally signed by
PETRE FILOFTEIA
Date: 2024.08.03
11:48:03 +03'00'

MEMORIU TEHNIC GENERAL

1. DATE GENERALE

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

"REALIZARE CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU CONSUM PROPRIU HOTEL, EUROSANTIS SRL"
JUDETUL CONSTANTA

1.2. Ordonator principal de credite/investitor/autoritatea contractanta

EUROSANTIS SRL, JUDETUL CONSTANTA

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul investiției este EUROSANTIS SRL înființată în baza legii nr. 15/1990, persoană juridică română având forma juridică de societate comercială pe acțiuni și își desfășoară activitatea în conformitate cu legile române și cu statutul său.

Microîntreprinderile, întreprinderile mici sau mijlocii (inclusiv întreprinderi nou înființate), cât și întreprinderile mari constituite în baza Legii nr. 31/1990 privind societățile, republicată, cu modificările și completările ulterioare, sau constituite în conformitate cu legislația specifică din statul membru a cărei naționalitate o dețin, care au înscrise în actul constitutiv activități privind producerea și comercializarea de energie electrică, corespunzătoare diviziunii 35: "Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat", clasa CAEN 3511 – Producția de energie electrică este cuprinsă în domeniile de activitate înregistrate ale solicitantului din clasificarea codurilor CAEN rev. 2.

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant: SC SERVPROIECT CONCEPT SRL, Slobozia, Judetul Ialomita

CUI: 48969725, J21/513/2023

servproiectconceptsr@gmail.com

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

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

Energia a devenit un factor strategic în politica globală, o componentă vitală și un factor de cost pentru dezvoltarea economică și progresul societății în ansamblu, generând o serie de preocupări majore la nivel mondial. În situația

limitării resurselor primare de energie, pentru a se atinge durabilitatea în acest domeniu este nevoie ca energia să se producă, să se furnizeze și să se consume într-un mod mai eficient decât până acum.

Piețele internaționale de energie se află într-o schimbare dinamică și complexă pe mai multe dimensiuni: tehnologică, climatică, geopolitică și economică. În prezent, criza energetică apărută la nivel mondial ca urmare a evenimentelor politice internaționale, precum și politica energetică națională și europeană orientată spre reducerea gazelor cu efect de seră și promovarea producției de energie curată, au determinat investitorul să caute mijloace de reorganizare și optimizare a consumului propriu de energie electrică, orientându-se spre valorificarea potențialului solar al zonei geografice.

Lucrările propuse în prezentul proiect se înscriu în obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, contribuind astfel la realizarea unor economii importante de energie primară și reducând în același timp impactul asupra mediului.

În cadrul prezentului studiu, sunt analizate soluții tehnice, după cum urmează:

- Varianta 1, realizarea unei facilități pentru producerea energiei electrice din surse solare în scop de autoconsum, minim 70% consum propriu, iar surplusul injectat în Sistemul energetic;
- Varianta 2, realizarea unei facilități pentru producerea energiei electrice din surse solare în scop de autoconsum și înmagazinarea surplusului produs în capacități de stocare.
-

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

Considerente generale Proiect de Investiție al EUROSANTIS SRL

Prin prezentul proiect se propune realizarea unei centrale fotovoltaice pentru autoconsumul societății EUROSANTIS SRL și generează un impact pozitiv în ceea ce privește reducerea emisiilor GES, raportată la economiile de energie realizate.

“Realizare centrale fotovoltaice pentru consum propriu hotel, Eurosantis SRL” Județul Constanța. face obiectul fondurilor nerambursabile, aferente apelului „Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum” contribuind astfel la realizarea unor economii importante de energie primară și reducând în același timp impactul asupra mediului”

EUROSANTIS SRL solicită întocmirea studiului de fezabilitate pentru o centrala electrica fotovoltaica (CEF) cu stocare amplasate, pe acoperișul construcțiilor existente pentru activitățile desfășurate în cadrul companiei, aflate în proprietatea beneficiarului ce va produce energie verde, **cu o putere instalată de 303,6 kWp și capacitate de stocare de 65 kWh, care va fi utilizată, 100% pentru consumul propriu al beneficiarului pentru acoperirea consumului propriu de energie.**

Prin implementarea proiectului propus la finanțare la nivelul societății EUROSANTIS SRL se vor genera o serie de beneficii, ca urmare a instalării centralei fotovoltaice pentru autoconsum capabilă să suplinească aproximativ totalitatea

de energie necesară desfășurării activității societății, respectiv investiția va duce la asigurarea aprovizionării energiei necesare pentru dobândirea statutului de societate independentă din punct de vedere energetic, menținerea competitivității societății prin scăderea costurilor cu utilitățile, respectiv prin păstrarea costurilor de vânzare sau creșterea lor într-o proporție mai scăzută, păstrare capacității de funcționare, scăderea costurilor în ceea ce privește energia electrică, promovarea utilizării surselor de energie regenerabile pentru asigurarea necesarului de consum pentru activitatea economică desfășurată de societate, impactul scăzut asupra mediului și implicit asupra calității aerului. Cel mai important aspect este faptul că prin scăderea costurilor de funcționare, societatea își va menține competitivitatea în domeniul său și își va crește reziliența la criza energetică din Europa.

Având în vedere potențialul solar al locației și cererea de energie electrică ce poate fi obținută din surse regenerabile, investiția propusă poate fi considerată ca fiind una strategică, rezultatul final fiind producerea de energie electrică "verde" cu un randament foarte bun. Înființarea parcului va duce la o exploatare eficientă a potențialului energetic al zonei, precum și la creșterea interesului general pentru producerea de energie electrică obținută din surse regenerabile. **Fundamentarea necesarului de energie** este dat de facturile de energie și de centralizarea tabelară atasată pentru consumul curent, dar și de documentație privind proiectele din viitorul apropiat ce urmează a fi implementate de către EUROSANTIS SRL și care vor aduce la eficientizarea și optimizarea consumurilor de energie electrică cât și energie termică.

Astfel, investiția vizează creșterea independenței energetice a EUROSANTIS SRL prin utilizarea energiei din surse regenerabile pentru consumul propriu ca urmare a instalării centralei fotovoltaice cu o putere instalată de 303,6 kWp și capacitate de stocare de 65 kWh, în condiții optime, și va reuși să se autosustină financiar la sfârșitul perioadei de implementare a proiectului din veniturile proprii obținute de societate din activitatea în industria hotelieră prin furnizarea turiștilor servicii de cazare și alimentație publică aferentă structurii de cazare, demonstrând prin situațiile sale financiare capacitatea de operaționalizare și întreținere a investiției pe fiecare din cei 5 ani după finalizarea implementării proiectului.

EUROSANTIS SRL prin implementarea proiectului de investiții își propune instalarea unei centrale fotovoltaice, cu o putere instalată de 303,6 kWp și capacitate de stocare de 65 kWh care va contribui la reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră în Regiunea Sud Est. Astfel solicitantul fondurilor nerambursabile va contribui la obiectivele prevăzute în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, obiectivul 1 de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în anul 2030, comparativ cu anul 1990. Astfel va contribui la atingerea obiectivului privind construirea și integrarea sectorială, necesară până în anul 2030, a aproape 40% din cei 100 GW de producție de energie electrică din surse regenerabile. Prin proiectul de investiții va contribui la obiectivele Uniunii Europene pentru 2030, stabilite în directiva 2018/2001/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare), datorită faptului că va asigura o producție brută de energie (primară) din surse regenerabile (solară) conform capacității instalate de 0,040 MW.

În concluzie, prin proiectul de investiții "Realizare centrale fotovoltaice pentru consum propriu Hotel, Eurosantis SRL" Județul Constanța, SC EUROSANTIS SRL va participa la crearea piețelor de energie electrică cu adevărat integrate, competitive, flexibile, echitabile și transparente, precum și la tranziția lină către un sistem energetic sustenabil cu emisii scăzute de dioxid de carbon. Această contribuție se datorează, instalării centralei fotovoltaice pentru autoconsum care va produce energie electrică din surse regenerabile, care are 0 emisii de CO₂, ceea ce va contribui semnificativ la un

sistem energetic sustenabil cu emisii scăzute de dioxid de carbon.

Prezentare context

Preocuparea țărilor membre ale Uniunii Europene pentru asigurarea independenței energetice și dezvoltare durabilă, în principal prin utilizarea unor surse de energie regenerabile și nepoluată, este reflectată în cadrul legislativ adoptat, la care țara noastră este activ implicată.

Decarbonizarea sistemului energetic al UE este esențială pentru atingerea obiectivelor climatice stabilite pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32% din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegiitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030.

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001 pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 %, până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul Acordului de la Paris.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

La momentul actual, Directiva (UE) 2018/2001 a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. În acest sens, acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- **Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;**
- **LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie cu modificările și completările ulterioare**
- **Ord. 85/2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare**

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile de referință. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015.

Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile. Aceste investiții inițiale reprezintă, de asemenea, o ocazie de a înscrie decisiv Europa pe o nouă traiectorie de creștere durabilă și favorabilă incluziunii. Pactul ecologic european va accelera și va sprijini tranziția necesară în toate sectoarele.

Obiectivele ambițioase în materie de mediu ale pactului nu vor putea fi realizate prin eforturile izolate ale Europei. Drept urmare au fost instituite mai multe mecanisme de finanțare pentru decarbonarea sectorului energetic pentru a sprijini obiectivele stabilite:

1. **Facilitatea de Redresare și Reziliență**, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. 37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.

Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile, România va aloca în jur de 460 mil. Euro.

2. **Mecanismul de Tranziție Justă, factorul cheie al Pactul Verde European**, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru

sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. **Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile**, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie.
4. **Fondul pentru Modernizare** se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.
5. **Fondul pentru Inovare** (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la 83,59 EUR/certificat la finalul lunii ianuarie 2022, după cum se poate observa și figura de mai jos, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MWt a crescut sensibil.

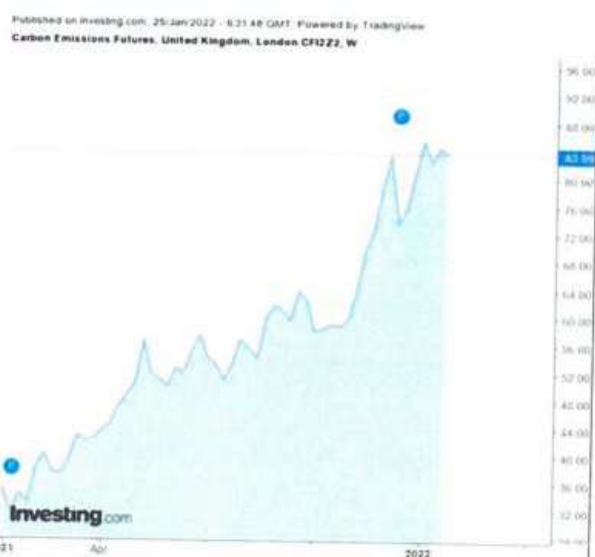


Fig. privind – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 01.01.2021 – 24.01.2022

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat Fit for 55, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO₂ pentru sectoarele transport

și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO₂ echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

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.

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțărilor pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWh produs.

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un factor de emisii specifice mai mare de 100 gCO₂/kWh produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabile, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

2.2.2. Energia fotovoltaică

Energia fotovoltaică este una din principalele surse de energie regenerabilă, fiind valorificată pe scară largă în majoritatea țărilor din Uniunea Europeană. În câteva țări prețul energiei fotovoltaice la tensiune joasă a devenit comparabil cu cel al energiei clasice (de 2-3 ori mai mare decât prețul în România) ceea ce a condus la reducerea subvențiilor specifice (sunt deja instalate sisteme fotovoltaice cu puteri de 5.000MW (Spania), 17.000MW (Italia), 35.000MW (Germania)). În scopul îndeplinirii angajamentelor asumate prin semnarea protocolului de la Kyoto privind protecția mediului și a prevederilor directivei 2009/28 România a adoptat Strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie. Obiectivele urmărite prin strategie sunt: promovarea, valorificarea și folosirea crescândă a noilor surse regenerabile de energie, prin intermediul proiectelor care vizează realizarea instalațiilor ce au ca scop valorificarea și folosirea surselor regenerabile de energie nefosile.

Energia solară constituie una din potențialele surse energetice nepoluante, folosită fie la înlocuirea definitivă a surselor convenționale de energie (precum cărbune, petrol, gaze naturale etc) fie la folosirea ei ca alternativă la utilizarea surselor convenționale de energie mai ales pe timpul verii; cea de a doua utilizare este în momentul de față cea mai răspândită utilizare a energiei solare în lumea întreagă.

Cel mai evident avantaj pe care energia solară îl are pentru utilizare este acela că nu produce poluarea mediului înconjurător, este deci o sursă de energie curată; utilizarea sa nu constituie de asemenea nici sursă de zgomot sau de radiații.

Un alt avantaj major al energiei solare este faptul că sursa energetică pe care se bazează întreaga tehnologie solară este gratuită.

Nu în ultimul rând un alt argument favorabil utilizării energiei solare este cel legat de instalațiile/ echipamentele folosite. Dintre toate sursele de energie ce intră în categoria surselor ecologice și regenerabile (eoliană, hidro, geotermală, energia mareelor) energia solară se remarcă prin instalațiile simple și cu costuri reduse ale acestora. Prin tehnologia

fotovoltaică (PV) se produce energie electrică din energie solară (lumina); pentru realizarea efectului fotovoltaic, sunt folosite materiale cu calitate specială (semiconductoare), în care se generează electroni sub influența luminii solare. Cel mai utilizat material semiconductor este siliciul (Si este al doilea material, ca abundență, de pe Pământ). Sub acțiunea luminii incidente pe semiconductor este generat curent continuu (c.c.); pentru a transforma curentul continuu în curent alternativ (c.a.) se utilizează invertore. În figura 1 este reprezentată schema de principiu pentru funcționarea sistemelor fotovoltaice.

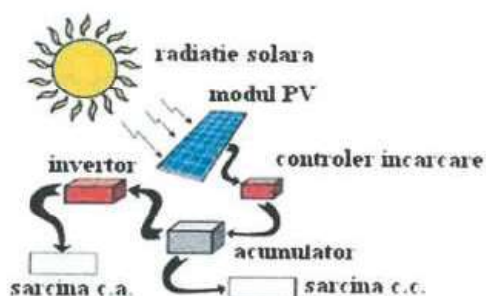


Figura privind : Definirea schematică a tehnologiei sistemelor fotovoltaice

Evoluția foarte rapidă a tehnologiilor de producție a făcut ca în mai puțin de 10 ani să se treacă de la prima tehnologie comercială de producere a modulelor solare, cea pe bază de Si monocristalin, la încă cinci noi tehnologii, și anume:

- Si amorf (stabilitate în timp diferită și eficiențe diferite); producători în Japonia, SUA, Europa, China;
 - mono joncțiune: 4-5%
 - dublă joncțiune: 6-7%
 - triplă joncțiune: 8-9%, cea mai stabilă.
- CIS și CIGS (CuInSe(S), Cu In GaSe(S); producători în Germania, SUA;
 - stabilitate bună;
 - probleme privind reproductibilitatea;
- CdTe (maximul de absorbție coincide cu emisia maximă solară); producători în Germania, SUA;
 - problema nerezolvată este existența Cd în compoziție;
 - recuperarea Cd se face de către firmele producătoare;
- Si amorf / Si cristalin în strat subțire – tandem: >10%; producători în Japonia;
- Si cristalin în strat subțire: >10%; producători în Germania.

Tehnologiile având la bază Si cristalin în cele trei varietate ale sale Si monocristalin, Si policristalin și Si amorf domină piața cu o cotă ce depășește 90 %; în această categorie ponderea tehnologiei Si policristalin crește constant în defavoarea tehnologiei Si monocristalin. În afara prețului, la selectarea unei variante tehnologice de modul fotovoltaic pentru realizarea unei centrale fotovoltaice, un element important ce trebuie avut în vedere îl constituie eficiența de conversie energetică a sistemului.

În tabelul 1 se prezintă o comparație între celulele fotovoltaice având la bază diverse tehnologii de producere.

Sistem fotovoltaic	Eficiență conversie energetică (%)		
	celule, în condiții de laborator, max	module, în condiții de producție, max	ha/MW(*)
Si monocristalin (c-Si)	25,0	22,9	1.5 - 1.8
Si policristalin (mc-Si)	20,4	18,5	1.6 - 2.0
CdTe	17,3	12,8	2.5 - 3.5
a-Si/ μ c-Si	12,5	10,4	3 - 4
CIS (CIGS)	20,3	15,7	2.5 - 3.5

(*) Suprafața unitară depinde foarte mult de topologia sistemului – unghiurile și distanțele folosite la amplasarea sirurilor. Suprafețele unitare sunt aproximative și calculate în raport cu unghiul de elevație (de umbră) de 15 - 22 grade, înclinarea modulelor de 25 - 35 grade și variație de azimut.

Tabel 1 : Comparatie tehnologii celule fotovoltaice

În figura de mai jos se prezintă o celulă solară cu siliciu din punct de vedere funcțional

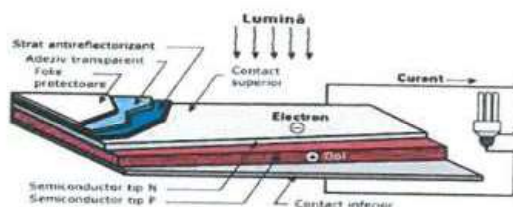


Fig. 2 Schema funcțională pentru celulă solară cu Si

Din punctul de vedere al pretului și eficienței precum și al ocupării unitare pe suprafața detinută, se concluzionează că tehnologia Si policristalin (în speta de eficiența comercială > 19%) este cea mai potrivită pentru acest tip de proiect, pentru suprafața detinută și pentru nivelul costurilor pe echipamente care se vor atinge. Celelalte tehnologii nu se încadrează în limitele de suprafață, costuri ale modulelor/cadrelor de montare și pragul de putere ce se dorește atins.

Elementele care stau la baza elaborării proiectului, în conformitate cu legislația în vigoare, țin cont de :

1. Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
2. Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
3. Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate;
4. Valoarea totală a investiției.

Soluția tehnică adoptată prin proiect are impact pozitiv în ceea ce privește:

- 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;
- 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;
- 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;
- 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;

- implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- 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;
- 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;
- 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;
- decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate
- creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.
- punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

2.2.3. Avantajele datorate implemenarii proiectului sunt:

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție și transport al energiei electrice;
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
- Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;
- Eficientizare energetică la nivelul întreprinderii EUROSANTIS SRL și nu numai;
- Economie la bugetul întreprinderii EUROSANTIS SRL în ceea ce privește cheltuielile cu facturile la energia electrică.

2.3 ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului "EnergieCurată pentru Toți Europeanii".

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi

globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030. Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

Fig. 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție,



ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

Contribuția României la atingerea Țintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din figura de mai jos, pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

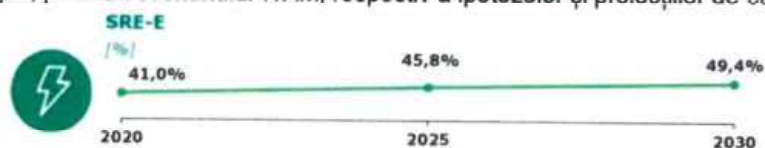


Fig. privind – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030 Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [3], traiectoriile estimate, defalcate pe tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în figura de mai jos.

ktep	2020	2025	2030
Hidroenergie ¹⁴	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian ¹⁵	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	2.228,4	2.788,7	3.175,2

ktep	2020	2025	2030
Consum final de energie	3.481,2	3.892,1	4.026,5
Căldură derivată	76,2	170,0	263,7
Pompe de căldură	-	55,0	119,6
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile în sectorul Încălzire & Răcire	3.557,4	4.117,0	4.409,8

ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I ¹⁶	505,7	490,5	474,3
Biocarburanți de generația a II-a ¹⁷	-	40,5	63,6
Total consum final brut de energie din surse regenerabile în sectorul transporturilor	635,4	728,4	989,9

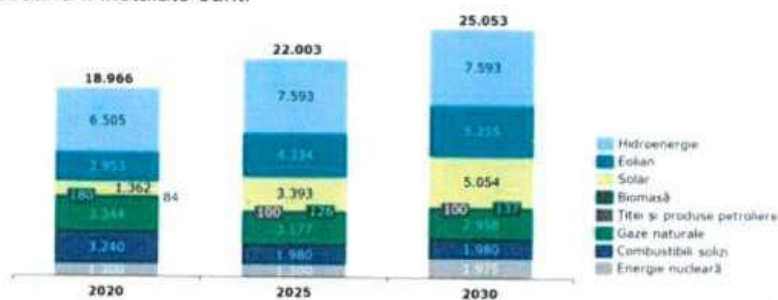
Figura privind – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3].

2.3.1.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în figura de mai jos.

Fig. privind – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3]

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în [3], noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:



a) EOLIAN:

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) FOTOVOLTAIC:

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;
- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în primplan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvantei acestuia.

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh între statele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându-se între 66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite. Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018- 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 113,37% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 113,37% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este

corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acestuia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970.

Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

Se estimează că cererea de energie va crește cu 4,6% în anul 2022, depășind astfel valorile anterioare pandemiei COVID-19, cu toate că în anul 2020 a fost înregistrată cea mai mare scădere a cererii de energie de la al Doilea Război Mondial până în prezent, de peste 4%.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [5], abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice.

Costul marginal pe termen lung (CMTL) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat. Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport- distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic.

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente, complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale (CAPEX) practic nule – modernizarea acestora generând un CAPEX pentru dezvoltare neglijabil prin comparație cu CAPEX-ul inițial. Se recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate (TOTEX) pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia [9], pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an. Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.

Scopul proiectului este acela ca EUROSANTIS SRL – adresa: localitatea Neptun, județul Constanța, România să dobândească calitatea de producător de energie pentru autoconsum, coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică necesar în prezent pentru consumul de energii electrice.

La momentul întocmirii prezentei lucrări, EUROSANTIS SRL înregistrează pentru adresa de mai sus, un consum mediu anual de energie electrică de 420,35 MWh/an, cu o medie lunară de 35,03 MWh.

Pe de o parte, reducerea dependentei de importurile de resurse de energie primara (in principal, combustibili fosili) si imbunatatirea sigurantei in aprovizionare; protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante si combaterea schimbărilor climatice, diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor si infrastructurii pentru producerea de energie termica si modernizarea capacitatilor de producere a energiei din surse neconventionale, precum si independenta fata de rețeau publică de termoficare.

Pe de alta parte, reducerea cheltuielilor EUROSANTIS SRL, afectate de consumul de electricitate si imbunatatirea echilibrului bugetar, întrucât, in prezent, sistemul actual implica o slaba independenta financiara.

Previziune simpla, in contextul anticipării unor creșteri ale tarifelor la combustibili clasici, pe de o parte, a caracterului lor administrat, dar si al eforturilor de aliniere la preturile international, iar pe de alta parte, tendințele generale de creștere a preturilor la energie pe plan mondial - conduce la concluzia unei sporiri considerabile a acestor cheltuieli publice in viitorul apropiat, dar si o dinamica aproape imposibil de estimat pentru un orizont de 15-30 de ani.

Concluzia care rezulta, pentru a continua functionarea in limitele consumului actual de energie electrica, este creșterea independentei energetice a obiectivelor aflate in subordinea EUROSANTIS SRL, utilizandu-se energiile regenerabile.

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

2.4.1. Cererea și oferta de energie în piață

Din punct de vedere al analizei congestionării rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă

de capacitate de transport.

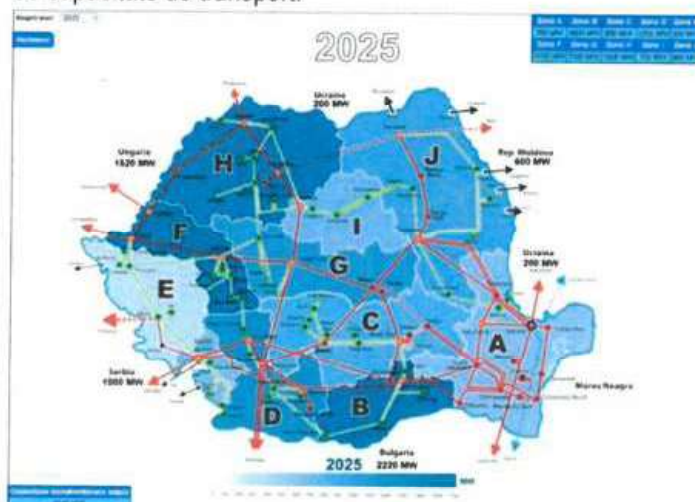


Fig. privind – Harta capacităților disponibile în rețeaua electrică de transport din România,

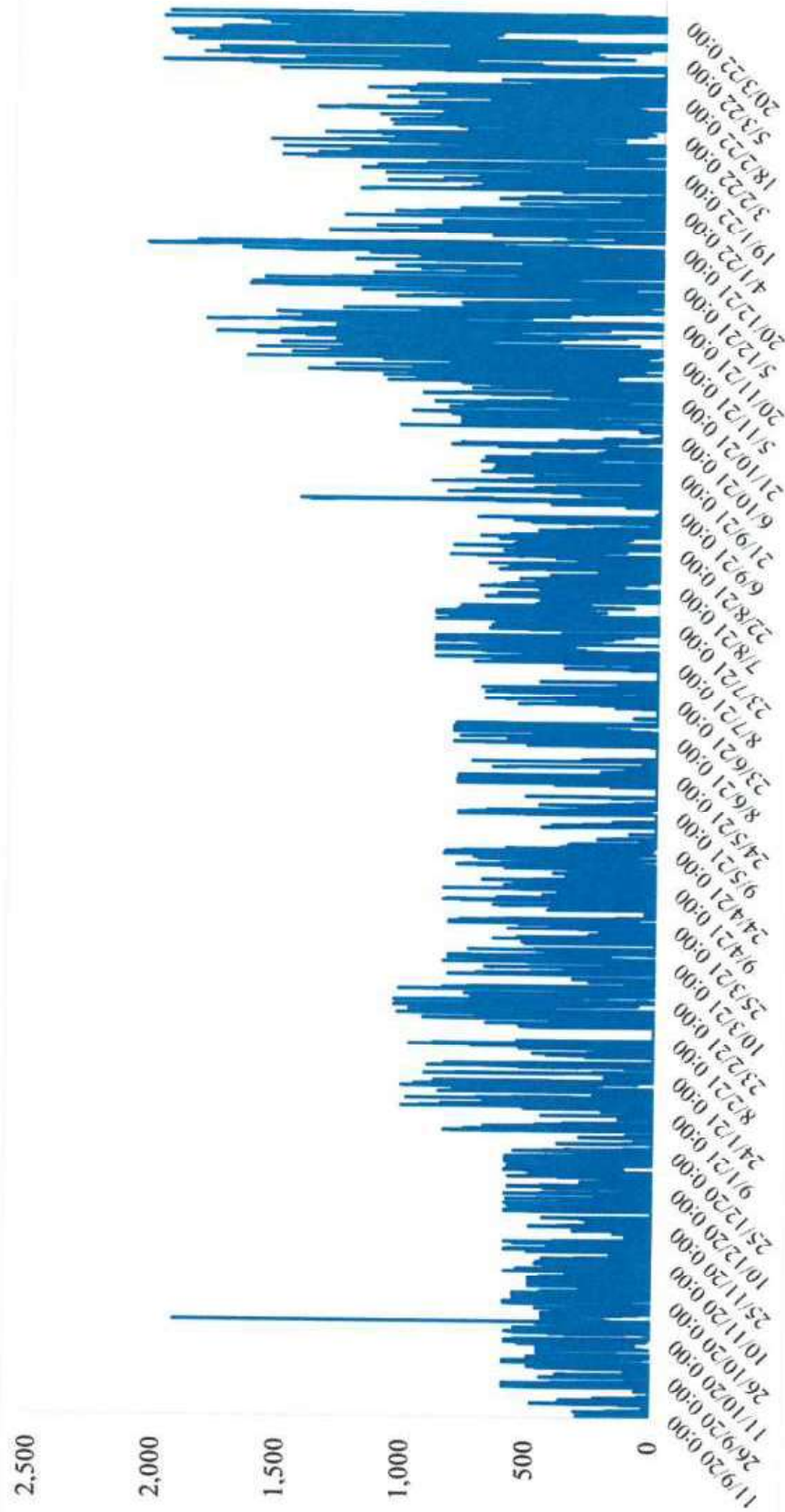
În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe

evoluția istorică a piețelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM).

Se observă în figura de mai jos, că în perioada de analiză 11.09.2020 – 23.03.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 100%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.

Cu toate acestea, conform literaturii de specialitate, rapoartelor Comisiei Europene și experienței Prestatorului, o rată de creștere a prețului energiei electrice în perioada 2022 – 2050 cuprinsă între 8 și 20%/an este realistă, ca urmare a eforturilor financiare generate de tranziția Comunității Europene către Sustenabilitate.

Figura privind - Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 23.03.2022



Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 23.03.2022 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa că există un ușor dezechilibru între Cererea de energie electrică și Oferta de energie electrică disponibilă pe plan național, fapt ce a condus la importuri de energie aproape în fiecare interval de decontare / tranzacționare din perioada de analiză.

Există așadar un deficit aproape constant de energie electrică la nivelul OPCOM, fapt ce susține necesitatea dezvoltării proiectului propus în prezenta lucrare.

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, Prestatorul a realizat o analiză orară, multi lunară, a acestor valori. Matricea de repartiție orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, va fi prezentată în tabelul de mai jos

Tabelul privind Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 – 23.03.2022)

ORA	Luni	Marți	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	483,75	491,14	520,96	548,20	549,25	527,77	517,41
1:00	413,58	452,49	459,77	4813,376	483,63	453,58	489,44
2:00	384,38	384,83	425,92	443,04	436,92	419,45	460,64
3:00	346,48	358,48	391,04	409,86	392,43	387,04	414,43
4:00	324,18	335,90	372,51	375,72	369,48	362,26	401,51
5:00	310,47	343,87	377,59	384,29	377,84	363,60	385,95
6:00	331,81	398,03	440,73	447,33	426,44	413,78	403,48
7:00	393,04	516,14	554,45	5513,375	547,56	504,60	437,42
8:00	437,52	646,25	666,01	683,95	650,92	595,27	482,87
9:00	479,31	724,08	754,96	772,30	725,51	650,08	523,51
10:00	500,90	729,80	752,60	764,33	712,50	646,73	536,17
11:00	489,54	685,25	698,25	710,61	668,70	604,69	526,53
12:00	4813,378	650,32	661,31	660,01	628,44	567,92	514,75
13:00	483,56	638,63	635,81	645,34	609,43	549,50	499,92
14:00	449,15	631,31	620,79	631,49	583,35	537,66	476,68
15:00	436,08	628,36	610,80	616,21	562,32	521,96	465,94
16:00	467,78	642,82	646,86	641,38	591,68	541,27	489,48
17:00	529,29	6713,373	689,30	674,41	643,97	587,56	529,79
18:00	585,81	722,72	742,31	725,86	697,22	654,34	585,79
19:00	688,76	777,44	804,13	791,13	769,31	718,88	658,17
20:00	735,69	801,04	837,48	834,89	793,19	746,66	698,67
21:00	7113,375	753,63	788,81	788,52	743,89	707,58	689,54
22:00	646,40	654,22	693,03	683,32	646,41	632,95	627,04
23:00	571,96	582,33	620,19	609,23	575,33	573,34	552,80

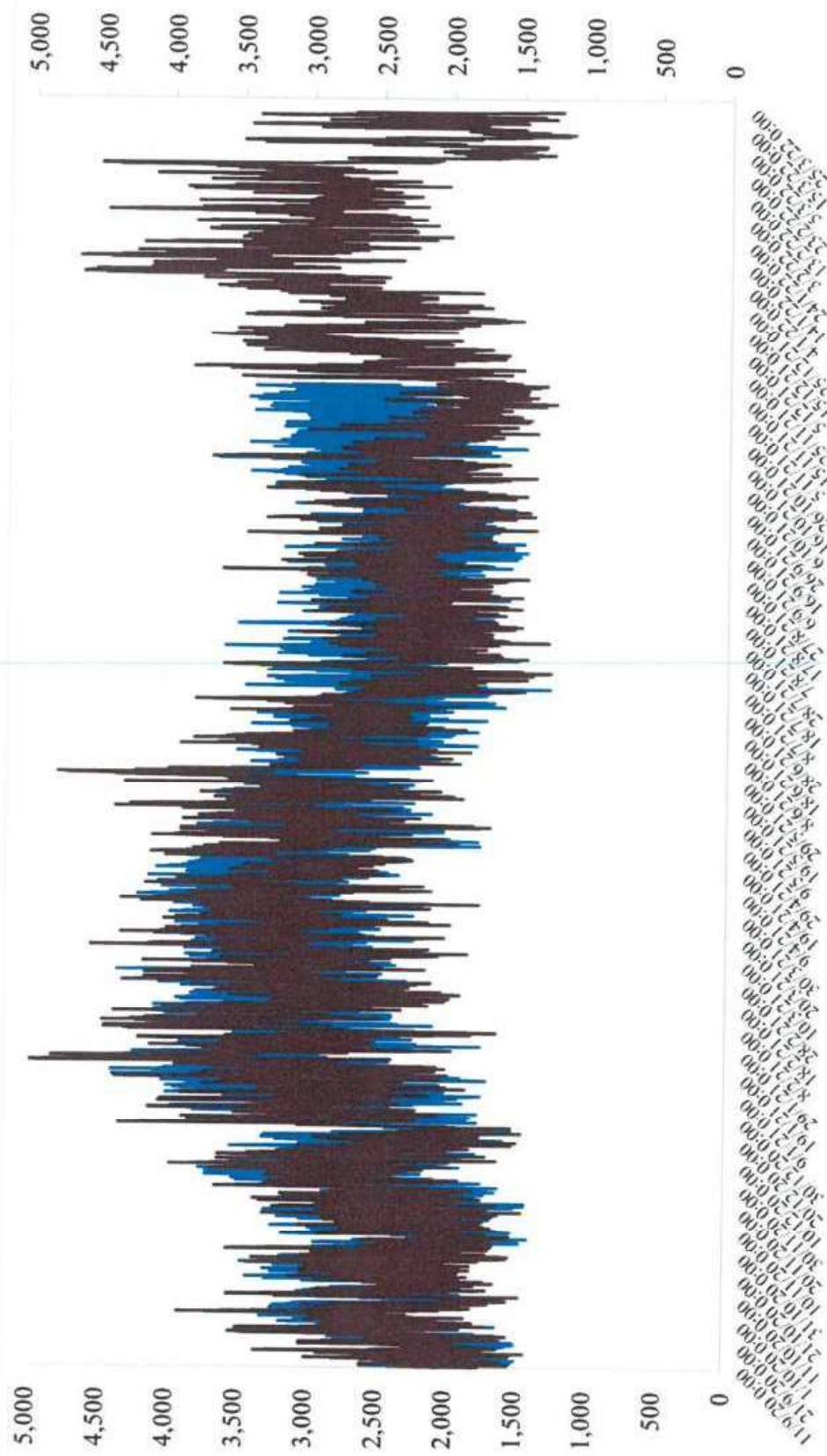


Figura privind - Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -23.03.2022

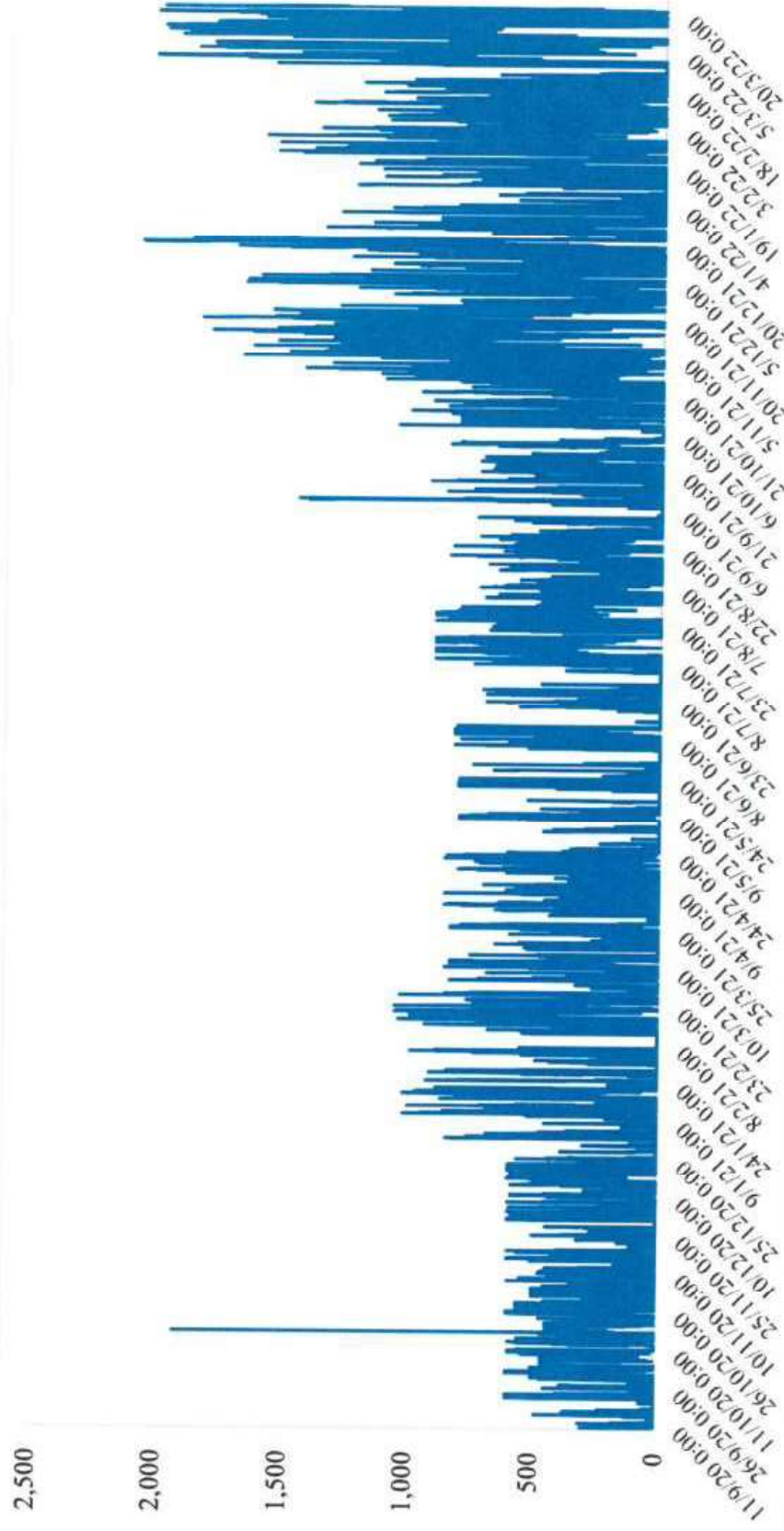


Fig. privind - Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -23.03.2022

Activitățile desfășurate în sectorul energiei electrice pot fi împărțite în patru mari categorii, fiecare dintre acestea reprezentând o piață distinctă și putând avea mai multe segmente. Acestea sunt:

- piața producerii și comercializării de energie electrică;
- piața furnizării de energie electrică;
- piața transportului de energie electrică;
- piața distribuției de energie electrică.

Energia reprezintă o resursă indispensabilă desfășurării activității cotidiene, fie că este vorba de populație, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel, creșterea amplă a prețurilor acesteia în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii prețurilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflației la nivel comunitar putând semnală debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potențiale efecte pe termen mediu și lung ale acestor șocuri, existând riscul dezancorării anticipațiilor privind inflația ale agenților economici și, respectiv, al unei redresări a activității economice într-un ritm mai puțin alert. În acest context, caseta de față își propune să identifice cauzele care au generat asemenea creșteri pe piața gazelor naturale și energiei electrice și natura acestora (structurală sau tranzitorie), precum și să cuantifice impactul pe care aceste majorări îl vor exercita asupra dinamicii viitoare a prețurilor și a creșterii economice din România.

Sectorul energetic reprezintă o sursă de poluare importantă, ca urmare a extracției, prelucrării și arderii combustibililor fosili. În anul 2019, din arderea combustibilului pentru producerea de energie au rezultat circa 88% din emisiile totale la nivel național de NO_x, 90% din cele de SO₂ și 72% din cantitatea de pulberi în suspensie evacuate în atmosferă.

Gazele cu efect de seră, identificate de Protocolul de la Kyoto sunt:

- dioxid de carbon -CO₂
- metan -CH₄
- protoxid de azot -N₂O
- hidrofluorocarburi -HFC-uri
- perfluorocarburi -PFC-uri
- hexafluorură de sulf -SF₆

Dioxidul de carbon echivalent (CO₂ eq) este unitatea de măsură universală utilizată pentru a indica potențialul global de încălzire a celor 6 gaze cu efect de seră. Bioxidul de carbon (CO₂) este gazul de referință cu ajutorul căruia sunt calculate și raportate celelalte gaze cu efect de seră. Datorită adoptării surselor de energie electrică, în anul 2020, comparative cu anul 2019, gazele cu efect de seră au înregistrat un declin de 13.3%, conform studiilor efectuate de către Comisia Europeană.

Bioxidul de carbon rezultat în urma procesului de producere a energiei va fi în continuare o problemă pentru civilizație. Numai Europa contribuie cu aproximativ 27% la emisiile de CO₂ ale omenirii.

Tehnologiile actuale de producere a energiei determină cea mai mare parte a poluării atmosferei și datorită cantității mari de bioxid de carbon, sunt acuzate de accentuarea efectului de seră. De aici pornește ideea că prețul real al energiei este, de fapt, mult mai mare decât cel plătit de consumatori, datorită așa-numitelor costuri externe. Aceste costuri sunt suportate de întreaga societate, deși marii consumatori sunt primii beneficiari ai producției de energie electrică. Într-o analiză mai atentă, țările sărace plătesc costuri externe pentru factorii poluanți din țările mari consumatoare și producătoare de energie. În România, producția de energie electrică este realizată cu tehnologii în mare parte vechi, puternic poluante.

În Tabelul 2 sunt date estimările emisiilor specifice de noxe pe kWh pentru un număr de 47 termocentrale.

Sistemele de conversie a surselor regenerabile de energie au o serie de calități care le fac foarte atractive atât pentru

Tabel 1. Cifre medii ale emisiilor specifice de noxe la producerea energiei (per kWh).

Tipul emisiei	În România	În Danemarca
Bioxid de carbon	2.170 g	850 g
Bioxid de sulf (SO ₂)	46 g	2,9 g
Oxizi de azot (NO _x)	5,1 g	2,6 g
Pulberi	7,47 g	5,5 g

producerea de energie electrică și/sau termică în zone încă neelectrificate și chiar pentru producerea cantităților mari de energie, în sensul că sistemele de conversie a sistemelor regenerabilelor de mari dimensiuni, legate la rețea, pot avea o pondere importantă în balanța energetică.

Sursele regenerabile de energie au două calități esențiale care le înscriu în strategia globală a dezvoltării durabile:

- au emisii zero și nu depind de o infrastructură de aprovizionare, adică se auto-generează. Biomasa este totuși o excepție între cele 5 surse regenerabile de energie recunoscute ca atare: energia solară, energia vântului, energia hidroelectrică, biomasa și energia geotermală.

Sursele regenerabile de energie sunt cele mai curate surse de energie din punct de vedere ecologic. În România, potențialul solar este suficient de bun pentru implementarea sistemelor de conversie a energiei solare, fie în energie electrică - aplicații fotovoltaice, fie în energie termică - aplicații ale colectoarelor solare, pentru prepararea apei calde

2.4.1. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate, scăzând cu 6%/an până în 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din perioada de referință.

Potrivit PNIEC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 49,4% în consumul de energie electrică, 33% în încălzire și răcire și 14,2% în transporturi.

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

2.4.2. Contracte bilaterale

Contractele bilaterale sunt încheiate de producători cu diverse categorii de cumpărători: utilități și traderi care vor să-și asigure o cotă de regenerabile pe termen lung în portofoliu, corporații mari consumatoare de electricitate, care-și doresc să-și asigure energia în mod sustenabil pe termen lung, sau entitățile din industria grea, care vor să-și asigure pe termen lung un grafic clar al costului energiei. Astfel, contractele bilaterale (PPA-uri) oferă opredicibilitate a veniturilor pe termen lung, reducând din volatilitatea fluxurilor de numerar (cash flow).

Contractele bilaterale revin din ce în ce mai des în agenda publică, întrucât în ultimii ani se vorbește din ce în ce mai mult

de transformarea și reconfigurarea mixului energetic al României, în contextul noilor ținte de decarbonizare stabilite la nivel european. Această piață a fost în curs de reglementare din anul 2019, investitorii din energie cerând de mai multă vreme introducerea în legislație a posibilității încheierii de contracte bilaterale, pe termen lung, negociate direct.

2.4.3. Potențialul solar al României și a zonei de investiții vizată prin SF

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 (v. Fig. 2.11). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Muntenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

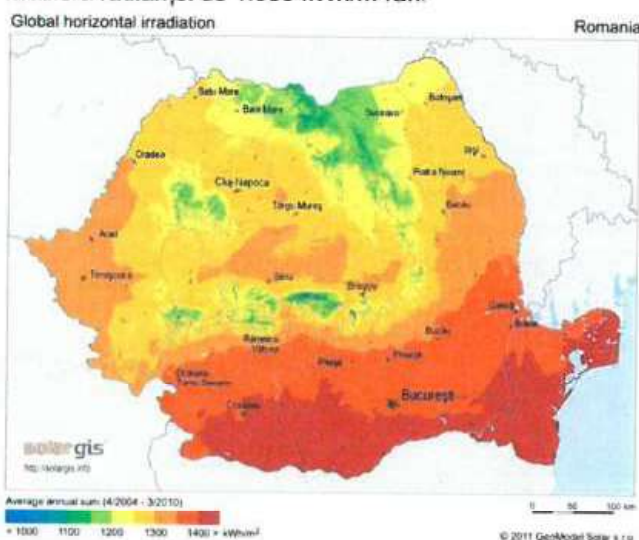


Fig. Privind – Harta României privind Potențialul Solar

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea defonduri nerambursabile prin Fondul de Modernizare a Romaniei

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEIPUBLICE

Prin implementarea Proiectului de producere a energiei electrice din surse regenerabile, EUROSANTIS SRL, sub forma unei centrale fotovoltaice având o putere instalată de 303,6 kWp și o capacitate de stocare de 65 kWh se urmărește reducerea consumului de energie electrică achiziționat de la furnizori, care este produs în mare parte din combustibili fosili, se urmărește reducerea costurilor cu energia electrică și protecția în fața fluctuațiilor și creșterilor de prețuri la energia electrică, se urmărește de asemenea creșterea de energie produsă din surse regenerabile la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice "Realizare centrale fotovoltaice pentru consum propriu Hotel, Eurosantis SRL" Județul Constanța, astfel:

Obiectivul general:

Prin prezenta schemă de ajutor de stat este vizată sprijinirea investițiilor în producția și/sau stocarea de energie electrică din surse regenerabile, respectiv: solară și eoliană, pentru sectorul agricol, îmbunătățiri funciare și industria alimentară. Astfel fiecare MWh produs prin sursă fotovoltaică permite evitarea răspândirii în atmosferă a 0,33 tone CO₂ (gaz responsabil pentru efectul de seră), rezultate din producerea unui MWh prin metoda tradițională termoelectrică.

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin dezvoltarea unui parc fotovoltaic având ca beneficiar, EUROSANTIS SRL, destinat consumului propriu prin finanțare obținută de la Fondul de Modernizare în România

Obiective specifice:

- Crearea unui parc sistem fotovoltaic hibrid cu putere instalată de 303,6 kWp și o capacitate de stocare de 65 kWh, până la data limită de implementare Proiect.
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea combustibilului fosil din mixul energetic conform strategiei energetice naționale. Mai exact, un exemplu este acela ca se vizează înlocuirea cetelelor pe lemne cu centrale electrice, cu precădere în regiunile unde nu sunt gaze naturale.
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.
- În vederea scăderii emisiilor de carbon în atmosferă generate de consumul propriu al perimetrului analizat, se urmărește implemenatarea unei centrale electrice fotovoltaice pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile pentru consum propriu. Implemenatarea unei centrale electrice fotovoltaice pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile pentru consum propriu, va avea un impact pozitiv în ceea ce privește reducerea emisiilor GES și va contribui la realizarea următoarelor obiective:
 - o reducere a cheltuielilor din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului, ca parte a Strategiei Europa 2020;
 - 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;
 - creșterea producției de energie din surse regenerabile;
 - creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile;
 - 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.

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

În conformitate cu prevederile HG 907/ 2016 pentru privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice se vor propune și se vor prezenta minim două scenarii/ opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții.

Nu a fost elaborat un studiu de fezabilitate pentru obiectivul mai sus menționat și există doar un proiect al bugetului comunei până în anul 2020, și în acest caz proiectantul a elaborat două scenarii tehnico economice prin care obiectivele proiectului de investiții pot fi atinse

Proiectul are la bază construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată în județul Constanța, Municipiul Constanța, cu destinație de a acoperi o parte din consumul propriu al societății. Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă.

3.1. Particularități ale amplasamentului

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

EUROSANTIS SRL dorește realizarea unor capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice în locația din localitatea Neptun ce aparține UAT Mangalia din județul Constanța.

Nr.crt.	Locație	Județ	UAT	CF
1	Hotel Agora (fost Romanta), str. localitatea Neptun	CONSTANTA	Mangalia	111495 - corp C1

Capacitățile de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice vor fi amplasate pe raza județului Constanța în locația unde există obiectivul studiat. Capacitățile de producere a energiei vor fi amplasate în incinta obiectivelor analizate, pe suprafața terenurilor libere de construcții sau pe acoperișul construcțiilor existente, acolo unde situația permite.

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

**Prin natura obiectivului care se dorește a fi realizat, relațiile cu zonele învecinate sunt aceleași pentru ambele scenarii propuse.*

Accesul la amplasamentele studiate se va realiza facil, deoarece EUROSANTIS SRL are deja în exploatare obiective de investiții pe acestea.

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

**Orientările propuse sunt identice în cazul optiunii propuse*

d) surse de poluare existente în zonă

Poluarea solului:

Principalele surse de poluare sau degradare a solului sunt constituite din:

- ocuparea și impermeabilizarea solului cu incinte, drumuri de acces;
- deșeuri menajere;
- emisiile de gaze și pulberi;
- degradarea peisajului etc.

Deseurile:

Deșeurile menajere sunt reprezentate de deșeurile rezultate în urma altor activități decât cele industriale (casnice, comerț etc.). Principalele componente ale reziduurilor menajere sunt: hârtie, ambalaje (carton, lemn, PVC), materiale plastice, sticlă, ceramice, deșeuri textile, resturi alimentare etc.

Problema deșeurilor menajere a fost soluționată prin introducerea unui sistem public de salubritate printr-un operator privat. Prin aceasta a fost soluționată și problema gropilor de gunoi neecologice, ce au fost închise. Majoritatea problemelor de mediu sunt date de lipsa unei informări a cetățenilor față de aceste probleme, ceea ce va presupune o activitate de conștientizare față de riscurile de această natură.

Surse de poluare a apelor:

Așadar, principalele surse de poluare a apelor de pe teritoriu ar fi date de:

- apele uzate evacuate din subteran;
- apele reziduale menajere.

Surse de poluare a aerului:

La nivelul județului Constanța, principalele surse de poluare a atmosferei sunt reprezentate de substanțele chimice gazoase și solide.

Concluzii: Rezultatele analizelor/cercetărilor, au arătat că poluanții se încadrează în limitele admise de standarde în vigoare.

e) date climatice și particularități de relief**CLIMA**

Clima orașului Constanța evoluează pe fondul general al climatului temperat continental, prezentând anumite particularități legate de poziția geografică și de componentele fizico-geografice ale teritoriului. Prezența Mării Negre cu o permanentă evaporare a apei, asigură umiditatea aerului și totodată provoacă reglarea încălzirii acestuia. Temperaturile medii anuale se înscriu în valori superioare mediei pe țară. Regimul climatic se caracterizează prin veri mai puțin fierbinți, datorită brizelor marine și ierni mai blânde, datorită acțiunii moderatoare a Mării Negre.

Climatul maritim, caracteristic acestei zone, prezintă o stabilitate termică a atmosferei. Temperatura medie în lunile iunie-august depășește 25°C. Anotimpul cald înregistrează 100-120 zile cu temperaturi de 20-25°C și 20-30 zile tropicale cu temperatura minimă absolută înregistrată 25°C. Temperaturile medii multianuale înregistrează cele mai mari valori din întreaga țară, situându-se la 11,2°C. Media maximelor lunare, cu valori de peste 30°C sunt atinse în iulie, august și septembrie; în aceste luni valorile minimelor lunare și anuale atingând 12 -13°C. Primăvara, datorită prezenței mării, temperaturile sunt mai coborâte cu 1 - 3°C decât în interiorul Dobrogei, iar toamna, din aceleași motive, sunt mai ridicate cu câteva grade. Durata de strălucire a soarelui se ridică la o valoare medie multianuală de 2286,3 ore/an.

Precipitațiile sunt reduse, sub 400 mm/an, municipiul Constanța aflându-se în arealul cu probabilitatea cea mai redusă a precipitațiilor din toată Dobrogea.

În ceea ce privește vânturile, cele predominante sunt cele din sectorul nordic (NV, N, NE) se înregistrează și cele mai mari viteze medii anuale: 7,4 m/s pentru nord, 6,7 m/s pentru nord-est și 4,7 m/s pentru nord-vest.

RELIEF

Amplasamentul studiat aparține unității structurale Dobrogea, ce este constituită din mai multe zone, deosebite între ele din punct de vedere al alcătuirii geologice și anume: zona munților Macin, zona Tulcea, zona Deltei zona Babadagului, zona șisturilor verzi, și zona Dobrogei de sud. Amplasamentul studiat se afla în Dobrogea de sud, formată din depozitele cretacee, eocene, mediterane superioare, sarmatice și pliocene.

În fundamentul zonei Dobrogei sudice s-au constatat, în unele foraje (Palazu, Cocoșu, Tuzla, etc), șisturi cristaline mezozonale, șisturi verzi, Silurian, calcare jurasice. Întreaga Dobrogea este acoperită de loess, depus pe cale eoliană în Cuaternar inferior, într-o pătură groasă, care a acoperit în întregime rocile din fundament. Acestea au ieșit la zi, în aflorimentele pe care le vedem astăzi, numai acolo unde eroziunea recentă a îndepărtat loessul.

f) existența unor:

**Datele cuprinse la acest punct sunt identice în cazul celor două scenarii propuse.*

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

Pe amplasament nu există rețele edilitare ce necesită relocare.

- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție:

Amplasamentul obiectivului studiat nu se află într-o zonă de protecție arhitecturală sau în vecinătatea unor situri arheologice. În zona studiată nu există condiționări sau zone protejate.

- 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 elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

**Datele cuprinse la acest punct sunt identice în cazul celor două scenarii propuse.*

(i) date privind zonarea seismică;

Din punct de vedere al normativului "Cod de proiectare seismică - partea 1, PI00-1/2013", intensitatea pentru proiectare a hazardului seismic este descrisă de valoarea de vârf a accelerației terenului, a_g (accelerația terenului pentru proiectare) determinată pentru intervalul mediu de recurență de referință (IMR) de 225 ani.

Conform datelor prezentate în tabelul A.I., în cazul zonei valoarea accelerației terenului pentru proiectare a_g este de 0,20 g, iar perioada de control (colț) recomandată pentru proiectare este $T_c = 0,7$ s.

Conform SR 11100/1-93, regiunea supusă analizei este situată în zona cu gradul „7” de intensitate macroseismică, în care probabilitatea producerii unui seism de grad VII (MSK) este de minim o dată la 50 de ani.

(ii) date geologice generale;

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

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

Din punct de vedere al normativului "Cod de proiectare seismică - partea 1, PI00-1/2013", intensitatea pentru proiectare a hazardului seismic este descrisă de valoarea de vârf a accelerației terenului, a_g (accelerația terenului pentru proiectare) determinată pentru intervalul mediu de recurență de referință (IMR) de 225 ani.

Conform datelor prezentate în tabelul A.I., în cazul zonei valoarea accelerației terenului pentru proiectare a_g este de 0,20 g, iar perioada de control (colț) recomandată pentru proiectare este $T_c = 0,7$ s.

Conform SR 11100/1-93, regiunea supusă analizei este situată în zona cu gradul „7” de intensitate macroseismica, în care probabilitatea producerii unui seism de grad VII (MSK) este de minim o dată la 50 de ani.

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

Din punct de vedere topografic, terenurile prezintă o planeitate constantă, fără variații mari ale declivităților.

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional arhitectural si tehnologic

3.2.1. Caracteristici tehnice si parametrii specifici

EUROSANTIS SRL dorește realizarea unei capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice într-o locație din localitatea Neptun ce aparține teritorial Municipiului Mangalia, județul Constanța, cu ajutorul cărora să se asigure parțial necesarul de consum electroenergetic al comunei:

Nr. crt.	Locație	UAT	CF	Suprafață CF [mp]	Suprafață folosită pentru instalația fotovoltaică [mp]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	Municipiul Mangalia	111495 - corp C1	1835	1835

Nr. crt.	Locație	Putere instalată invertoare [kW]	Putere instalată panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	300	303,6	552

Notă: Puterea instalată a capacităților de producere a energiei electrice propuse este puterea ce reiese din invertore, măsurată în curent alternativ!

Cu ajutorul acestei centrale se va asigura parțial necesarul de consum electroenergetic de la consumatorii din localitatea Neptun

Implementarea proiectului se va realiza în locația Beneficiarului, după cum urmează:

➤ Jud. Constanta, localitatea Neptun CF 111495 – Hotel Agora (fost Romanta), coordonate



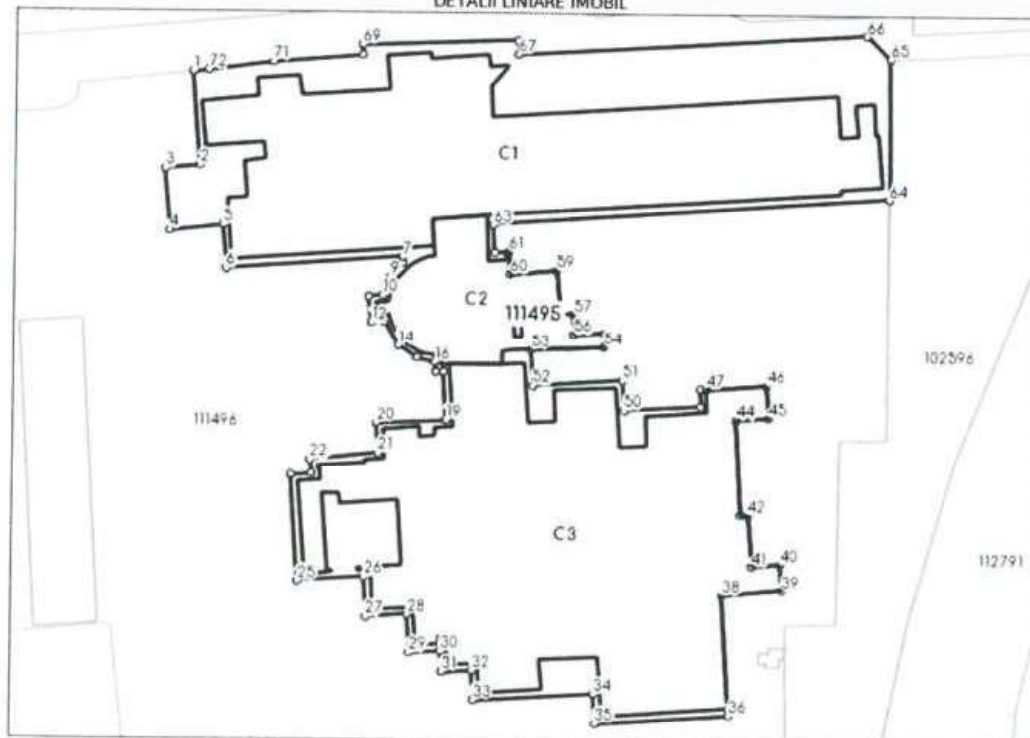
Plan încadrare în zona

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
111495	6.057	Terenul este împrejmuit prin latura construcției pct.39-40-41-42-43-44-45-46-47-48-49 , 55-56-57-58-59-60 și 60-61-62-63 în rest neîmprejmuit.

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



România este un stat situat în sud-estul Europei Centrale, pe cursul inferior al Dunării, la nord de peninsula Balcanică și la țărmul nord-vestic al Mării Negre. Se învecinează cu Bulgaria la sud, Serbia la sud-vest, Ungaria la nord-vest, Ucraina la nord și est și Republica Moldova la est, iar țărmul Mării Negre se găsește la sud-est. Populația României la nivelul anului 2018 era de 22.213.533 de locuitori.

Relieful României este caracterizat prin patru elemente: varietate, proporționalitate, complementaritate și dispunere simetrică, dat fiind numărul mare de forme de relief, repartiția aproximativ egală a principalelor unități de relief (35% munți, 35% dealuri și podișuri și 30% câmpii) și gruparea reliefului.

În figura numărul 1, se prezintă încadrarea localităților din România în zone climatice, conform standardului SR 1907-1:2014.

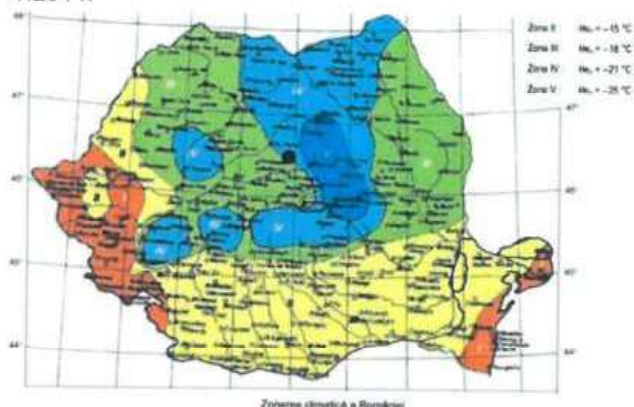


Figura nr. 1 – Încadrarea localităților în zone climatice

Conform Extrasului de Carte Funciară (Anexa 1): 111495 – corp C1

Scopul proiectului este acela ca **BENEFICIARUL** să-si asigure producerea unei ponderi semnificative, 100%, din consumul propriu de energie electrică, care sa provina din realizarea unei noi capacitati de energie regenerabila fotovoltaica.

În momentul realizării analizei energetice, consumul energetic total aferent perioadei analizate 2023-2024 a fost sub limita impusa de legislatia in domeniu, ceea ce nu determină obligativitatea de a avea prins în organigrama un Manager Energetic.

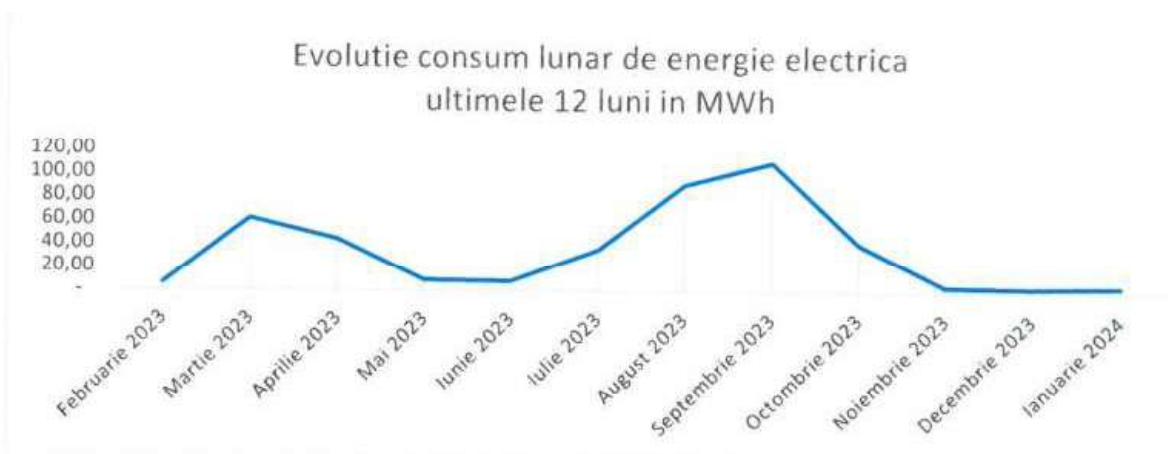
Centrala electrica fotovoltaica se va construi in Judetul Constanta, la locatiile indicate mai sus, aflate in proprietatea EUROSANTIS SRL SRL, conform extraselor de Carte Funciara atasate.

La momentul întocmirii prezentei lucrări, **BENEFICIARUL** înregistrează un consum mediu anual total de energie electrică per locație de: **420,35 MWh/an**, cu o medie lunara de **35,03 MWh**, conform tabelului de mai jos, populat pe baza facturilor de energie din perioada 2023-2024.

An	Lună	Consum anual MWh	Tep
2023	Februarie	5.95	0.51
	Martie	61.75	5.31
	Aprilie	44.02	3.79
	Mai	9.18	0.79
	Iunie	8.46	0.73
	Iulie	35.44	3.05
	August	91.01	7.83
	Septembrie	110.10	9.47
	Octombrie	40.82	3.51
	Noiembrie	4.67	0.40
	Decembrie	3.86	0.33
2024	Ianuarie	5.09	0.44
Total		420.35	36.15

Cod identificare loc consum: **5005102061**

La locatie se desfasoara activitati de servicii hoteliere si alte activitati de cazare similara.



Acesta are o amprentă de mediu asociată (considerând un factor de conversie mediu ponderat național al ANRE de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh electrică) de: **257,21 tone CO₂ echivalent/an**;

În ceea ce privește consumul necesar al Beneficiarului, a fost estimat egal cu cel consemnat în ultimul an calendaristic. În mod conservator, pentru a garanta respectarea unui autoconsum de minim 100% în următorii ani, nu a fost introdus nici un factor de creștere a consumului din anul calendaristic precedent.

Tabel consum lunar de energie la punctul de consum al Beneficiarului EUROSANTIS SRL														
	Ian 24	Feb 23	Mar 23	Apr 23	Mai 23	Iun 23	Iul 23	Aug 23	Sept 23	Oct 23	Nov 23	Dec 23	Total MWh/ An	Medie MWh/ Luna
Total MWh /luna	5,09	61,75	44,02	9,18	8,46	35,44	91,01	110,10	40,82	4,67	3,86	5,95	420,35	35,03

Alimentarea cu energie electrică, se face prin intermediul unui **branșament, astfel:**

- punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune 0,4 kV, la hotel Agora (fost Romanta), (capacitatile energetice, la care se realizeaza racordarea) b) instalatia de racordare existenta in momentul emiterii avizului si care se mentine (pentru situatia unui loc de productie/loc de consum si de productie existent, daca instalatiile corespund puterii aprobate prin prezentul aviz tehnic de racordare), sau va fi intarita.

Scurta Descriere administrativa a Beneficiarului

Beneficiarul investiției este EUROSANTIS SRL, cu sediul în B-dul Al. Lapusneanu, nr. 107, Constanta, judetul constanta, avand codul unic de identificare 2743397, cu numarul de inmatriculare J13/5458/1992.

EUROSANTIS SRL este o societate cu capital integral privat, infiintata in anul 1992, care isi desfasoara activitatea in industria hoteliera prin furnizează turiștilor servicii de cazare și alimentație publica aferenta structurii de cazare.

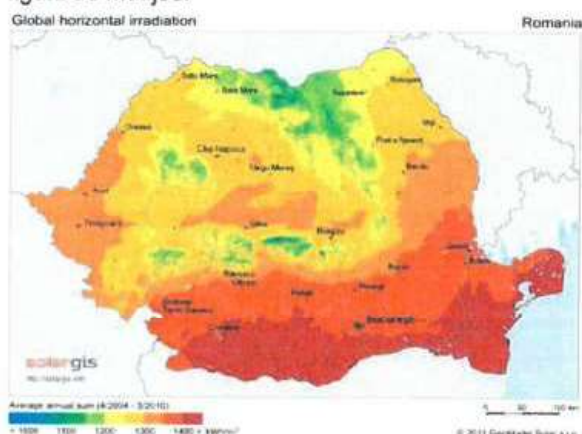
Anul 2023 a fost incheiat cu o cifra de afaceri de 45.143.254,00 RON, un profit net de 1.073.112 RON, avand 85 angajati.

Cererea și de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului

Pentru a putea determina necesarul de energie electrică al Beneficiarului și pentru a evalua tehnic, energetic și financiar proiectul propus către implementare, a fost realizată o simulare a necesarului de energie electrică, pentru perioada analizata.

Pentru a demonstra importanța implementării proiectului propus prin prezenta lucrare, se poate concluziona că **necesarul de energie electrică** reprezintă o pondere de 100% din **necesarul de energie electrică la nivelul Beneficiarului**.

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 – 1.550 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 800 – 1600 kWh/m²/an, conform figurii de mai jos:



Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.550 kWh/m²/an.

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 la beneficiar, 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.

Capacitatea sistemului fotovoltaic va fi de **303,6 kWp (0,303 MWp)**.

Capacitatea de stocare a acumulatorilor va fi de **65 kWh**.

Productia anuala a sistemului fotovoltaic este de **400,54 MWh**.

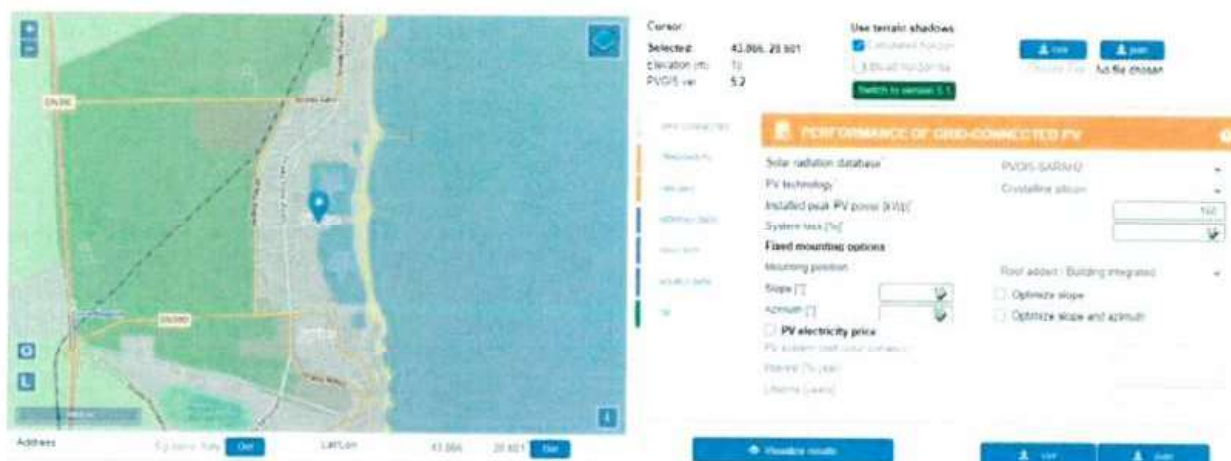
Pentru a determina producția prognozată de energie electrică, în baza soluției tehnice propuse, a fost folosită aplicația PV GIS / Helioscope.

În tabelul de mai sunt prezentate, sub formă sintetizată, producțiile prognozate de energie electrică și deviațiile standard de la producția de energie year – to – year.

Luna	Producția prognozată kWh https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
Ianuarie	19,60
Februarie	21,51
Martie	32,17
Aprilie	39,61
Mai	43,81
Iunie	44,85
Iulie	48,01
August	48,78
Septembrie	38,35
Octombrie	28,21
Noiembrie	18,33
Decembrie	17,33
TOTAL [MWh/an]	400,54 MWh

În urma utilizării aplicației PVGIS/Helioscope au reieșit următoarele concluzii:

- producție anuală de energie electrică de aproximativ 400,54 MWh/an;
- irradiație anuală de aproximativ 1.636,82 kWh/m²;
- variabilitate de la an la an de aproximativ 27.069,2 kWh;
- unghiul de inclinare al sistemului de montaj 25 grade;
- azimuth 0 grade, conform figurii de mai jos:



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation.

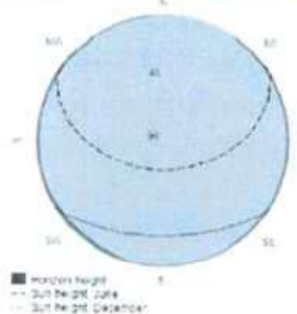
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866, 28.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 150 kWp
 System loss: 14 %

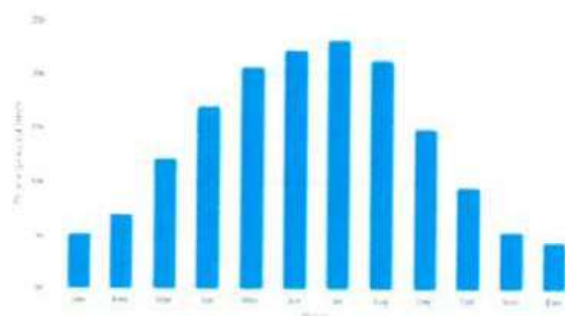
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 162557.17 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1415.59 kWh/m²
 Year-to-year variability: 6631.78 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.67 %
 Spectral effects: 0.9 %
 Temperature and low irradiance: -8.42 %
 Total loss: -23.44 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

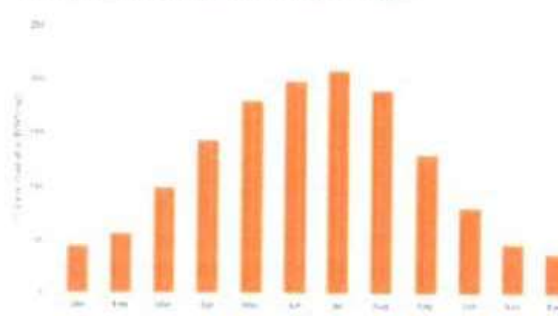
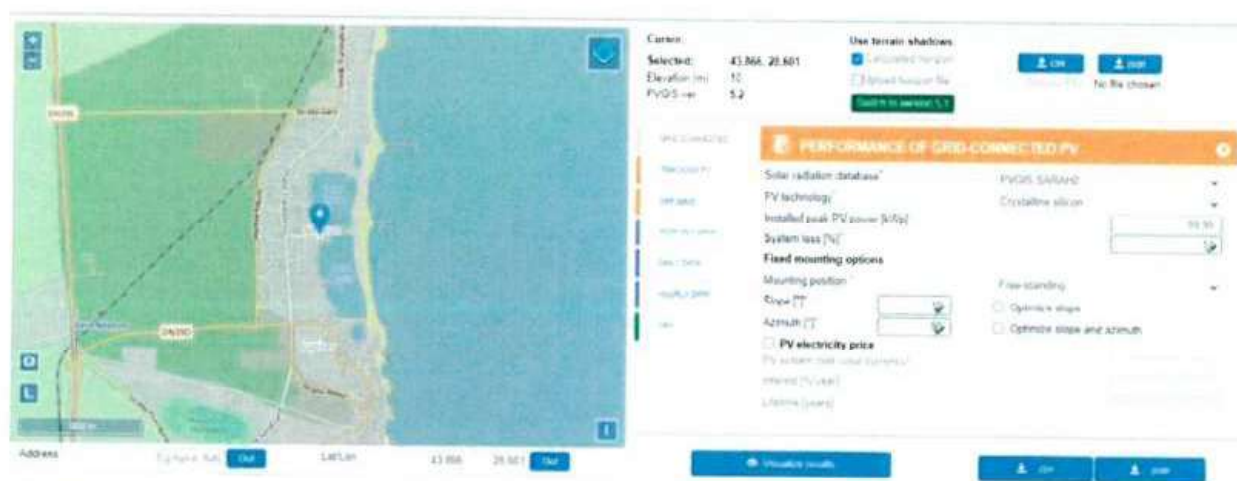


Figura 5.1.2.a Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare E



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

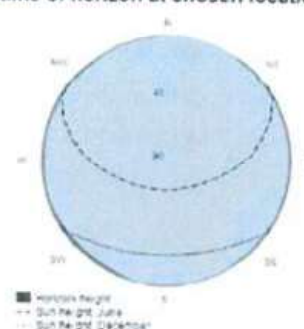
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866, 28.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 59.95 kWp
 System loss: 14 %

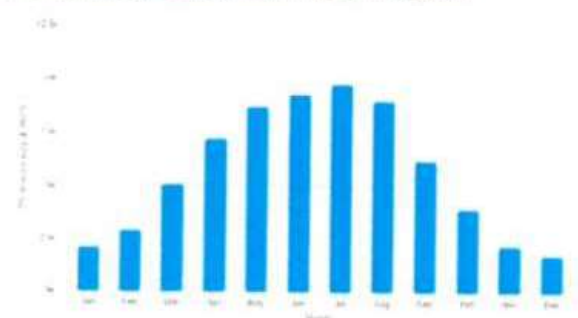
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: 90 °
 Yearly PV energy production: 67659.62 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1429 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2481.34 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.65 %
 Spectral effects: 0.89 %
 Temperature and low irradiance: -5.53 %
 Total loss: -21.02 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Figura 5.1.2.b Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare V

Pentru estimarea producției de energie electrică obținută prin sistemul fotovoltaic nu s-au luat în considerare:

- pierderile cauzate de praf, zăpadă, poluare atmosferică sau alte condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotoelectrice cu particule solide de materiale;
- alte pierderi de putere și energie, necuantificabile.

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1,36 kW/m². Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5$ TW. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5$ TW lovesc continuu suprafața Pământului.

Pentru a alege un sistem optim din punct de vedere functional, se vor analiza 2 variante de realizare a parcului fotovoltaic, fiecare varianta producand aproximativ aceeasi cantitate de energie pe parcursul unui an.

3.2.2. Rezultatele preconizate ale proiectului conform aditului energetic sunt:

3.2.2.1. Reducerea cantitativă și procentuală a consumului de energie primară

Planul de masuri adecvat pentru eficiență energetică se rezumă la instalarea unor panouri fotovoltaice de 300 kWp. Economia anuală de energie electrică va fi de aproximativ 326.64 MWh, adică 77.71%, așa cum se poate vedea și în Tabelul 5.1.1.

3.2.2.2. Reducerea cantitativă și procentuală a emisiilor rezultante de gaze cu efect de seră

Emisiile de CO₂ se vor calcula prin utilizarea factorii de emisie pentru energia electrică produsă în SEN (Sistemul Energetic National), determinat pe baza raportului ANRE pentru anul de referință. 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.

În acest context, este calculată valoarea emisiilor de gaze cu efect de seră pentru primul an de după implementarea proiectului cu montarea sistemului de panouri fotovoltaice de 300 kWp.

Valoarea I.2 este:

$$I.2 = 326.64 \text{ MWh/an} \times 0,6119 \text{ tone CO}_2/\text{MWh} = 199.87 \text{ tone CO}_2/\text{an}$$

3.2.2.3. Producție de energie din surse regenerabile

În Figura 5.1.2 este indicată producția de energie electrică din surse regenerabile, determinată cu ajutorul PVGIS Sarah de 326.64 MWh/an.

Pentru perioada de referință de 20 ani, producția totală de energie electrică din surse regenerabile este de:

$$I.4 = 326.64 \text{ MWh/an} \times 20 \text{ ani} = 6532.90 \text{ MWh}$$

3.2.2.4. Măsuri de creștere a eficienței energetice

Deoarece tehnologia folosită în acest contur energetic este clasică, schimbarea tehnologiei de producere se justifică din trei puncte de vedere esențiale: tehnic, economic și de impact asupra mediului. Bilanțul optimizat va scoate în evidență diminuarea pierderilor de energie (la tehnologia existentă), prin (I.1) **instalarea unui sistem de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică cu o putere instalată de 300 kWp** necesar consumului propriu. Astfel se vor determina măsurile eficiente care trebuie aplicate pentru ameliorarea și optimizarea indicatorilor tehnico-economici. În vederea estimării energiei anuale produse de sistemul de panouri fotovoltaice care urmează a fi montat pe clădire (Figura 5.1.1, a și b) s-a utilizat instrumentul Uniunii Europene disponibil la adresa https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/, PVGIS SARAH. În acest context, în Figura 5.1.2, a și b, se prezintă valorile anuale ale energiei electrice estimate.

Se observă că pentru locația aleasă energia totală estimată (I.3) este de aproximativ 326.64 MWh/an.

Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (I.5) este de 100.00%. Consumul anual pe perioada de referință a locației este de 420.35 MWh, cu aprox. 100 MWh peste

producția totală estimată a sistemului fotovoltaic, aceasta fiind estimată a fi utilizată integral pentru autoconsum.
 $I.5 = 326.64 \text{ MWh} / 1.3 = 326.64 \text{ MWh} / 326.64 \text{ MWh} = 100.00 \%$

Factorul de capacitate al centralei (I.6) este de 12.43%.

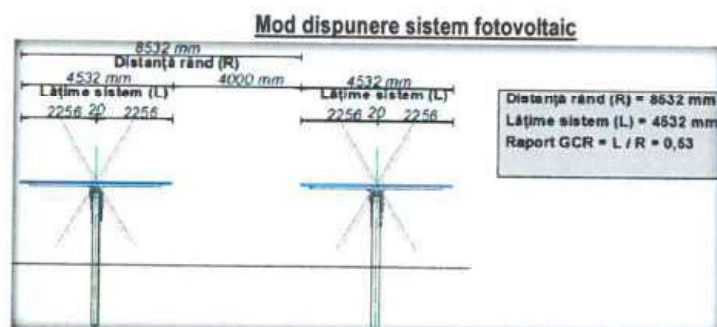
$$I.6 = 1.3 / (1.1 * 8760 \text{ h}) * 100 = 326.64 \text{ MWh/an} / (0.30 \text{ MWp} * 8760 \text{ h}) * 100 = 12.43\%$$

3.2.3. Varianta constructiva de realizare a investitiei, cu justificarea alegerii acesteia

Varianta 1

In aceasta variantă de realizare a investiției se propune realizarea unor capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice cu putere instalata 303,6 kWp, fara stocare, fiind păstrate numărul de panouri si invertoare, dar in acest caz panourile fotovoltaice vor fi montate pe structura tip tracker, care se va roti in direcția E-V, pentru o eficienta mai buna a panourilor. Unghiul de rotire al sistemului tracker va fi limitat la 45° , pentru a evita umbrirea panourilor. In acest caz in cursul unei zile panourile vor fi orientate dimineața spre E, iar in cursul zilei se vor roti catre V, pentru a urmări razele solare.

Pentru captarea unei radiații cât mai mari și pentru a evita toate umbrele posibile, structura cu panouri va fi realizată astfel încât să fie menținută o distanță minimă de 8,50 m între rândurile de panouri solare. Modul de dispunere a rândurilor de panouri este prezentat in figura de mai jos:



In functie de puterea instalată si de productivitatea energetică specifică pentru fiecare locatie in parte, in Varianta 2 avem urmatoarele rezultate:

Nr. crt.	Locatie	Putere instalata invertoare [kW]	Putere instalata panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	300	303,6	552

Varianta 2

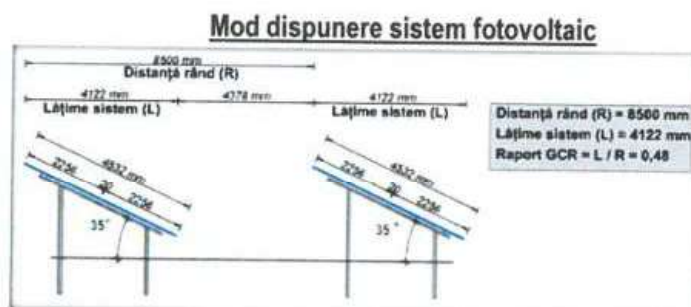
In aceasta variantă de realizare a investiției se propune realizarea unor capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice cu putere instalata 303,6 kWp si o capacitate de stocare de 65 kWh, dar in acest caz panourile fotovoltaice vor fi montate pe structura fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 25° față de orizontală.

Construcțiile necesare, pentru instalația solară ce se va realiza trebuie să îndeplinescă atât o serie de condiții tehnice cât și anumite caracteristici în ceea ce privește structura instalației, pentru a fi perfect funcționale.

Construcția efectivă se va baza pe o serie de amenajări ale suprafeței utilizate (curățarea, urficarea, nivelarea și mișcarea terenului de amplasare a instalației), escavări de șanțuri șicanale (pentru amplasarea structurii susținătoare a modulelor, pentru invertoare, contoare și transformatoare montarea și fixarea elementelor instalației precum și realizarea instalațiilor și rețelelor electrice necesare.

Construcțiile instalației vor ține cont în special de modul de poziționare a structurii panourilor și a elementelor conexe, astfel încât poziționarea acestora să nu împiedice sub nici o formă captarea unei radiații cât mai mari.

Pentru captarea unei radiații cât mai mari și pentru a evita toate umbrele posibile, structura cu panouri va fi realizată astfel încât să fie menținută o distanță minimă de 8,50 m între rândurile de panouri solare. Modul de dispunere a rândurilor de panouri este prezentat în figura de mai jos



Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară ține cont de foarte mulți factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului locației și factori meteorologici ca acoperirea cu nori, albedo, atenuarea radiației solare la traversarea atmosferei (linke turbidity). Un factor foarte important în funcționarea celulelor fotovoltaice, ce nu este considerat într-un mod corespunzător, este temperatura acestora. Producătorii de panouri fotovoltaice oferă o caracterizare a acestora ce include puterea nominală în condiții de test standard (STC – standard test conditions) care sunt o temperatură a celulelor fotovoltaice componente de 25 °C, un spectru al radiației incidente AM (air mass) 1.5 și o iradianță de 1000 W/m². Producătorii de panouri fotovoltaice folosesc coeficienți de caracterizare termică a producției de energie electrică pentru a oferi posibilitatea evaluării acestora în condiții diferite de cele standard. Coeficientul cel mai important este α_P . Pentru tehnologia de fabricare bazată pe siliciu cristalin (mono sau policristalin), acest coeficient are o valoare de aproximativ $\alpha_P = -0.47\%$ ceea ce se traduce prin faptul că la o temperatură a panourilor cu 1 °C peste STC, se înregistrează o scădere a puterii produse cu 0.47%. Acesta este valabil atât pentru temperaturile de peste, cât și sub 25 °C.

Condițiile de funcționare ale unei instalații nu pot fi identice cu cele standard de testare a panourilor fotovoltaice și nici complet identice cu cele luate în considerare de modelul de evaluare folosit. În consecință, se justifică o analiză a ipotezelor modelului de evaluare și eventual adaptarea lui la condițiile concrete ale locației alese. Un parametru important al condițiilor specifice locației este viteza vântului care, în această zonă, are o medie multianuală de aproximativ 5 m/s. Acesta ajută la o mai bună răcire a panourilor fotovoltaice și implicit o productivitate mai mare.

Pentru această variantă propusă de montare a panourilor pe o structură fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 25° față de orizontală în urma realizării unei analize Pvsyst/PVGis (soft specializat în calculul sistemelor fotovoltaice) au reieșit următoarele rezultate:

Productivitatea energetică specifică:	
[kW/kWp/an] P50	1.258
[kW/kWp/an] P90	1.229
[kW/kWp/an] P95	1.221

Valoarea productivității specifice are o semnificație deosebită fiind o măsură a productivității instalației și este totodată egală cu „durata de utilizare anuală a puterii instalate”, fiind exprimată în kWh/kWp (kilowati ora energie electrică produsă pe kilowat putere instalată). Valorile P50-P90 reprezintă diferite niveluri de producție, pentru care probabilitatea ca producția unui anumit an să depășească această valoare este de 50%, respectiv 90%.

Productia normalizată în cursul unui an (per kWp instalat)

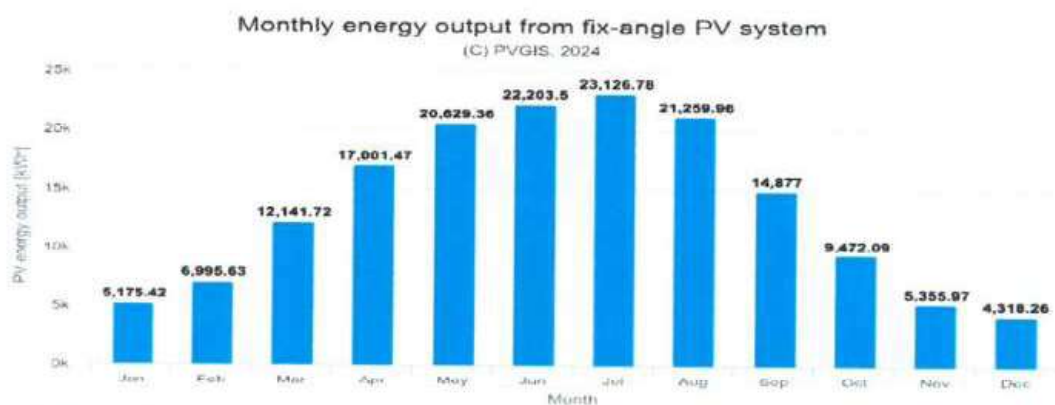


Figura 5.1.3.a Energia lunară generată de sistemul de panouri fotovoltaice propus, orientarea E

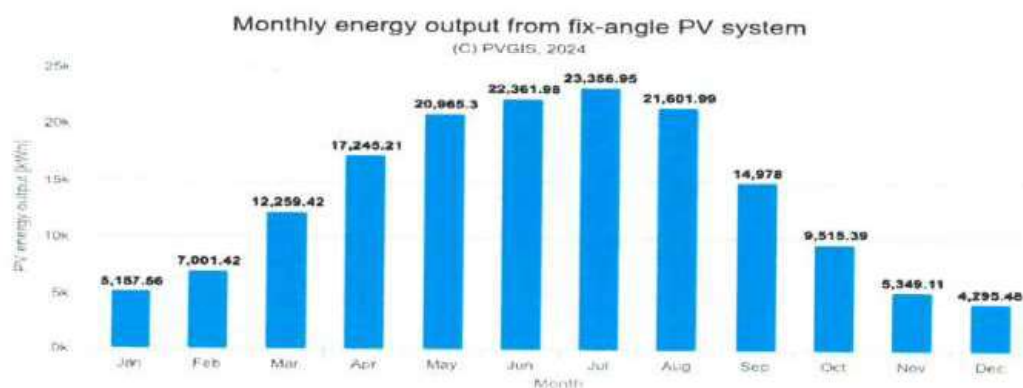
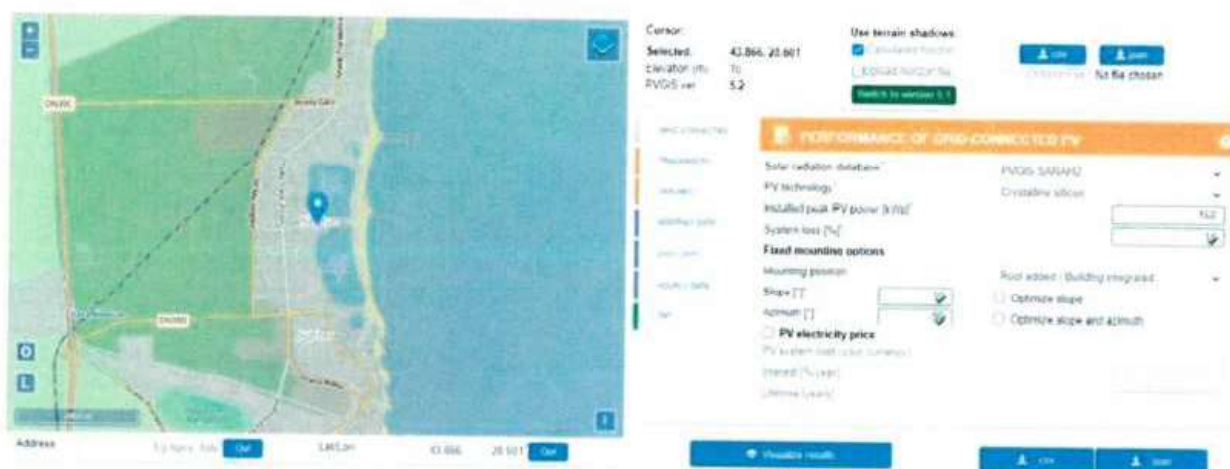


Figura 5.1.3.b Energia lunară generată de sistemul de panouri fotovoltaice propus, orientarea V

Bilanțul și principalele rezultate

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation.

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866,25.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 150 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 162557.17 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1415.59 kWh/m²
 Year-to-year variability: 6631.78 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.67 %
 Spectral effects: 0.9 %
 Temperature and low irradiance: -8.42 %
 Total loss: -23.44 %

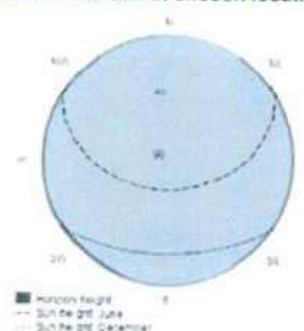
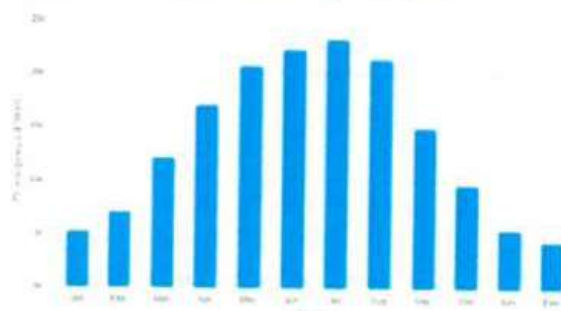
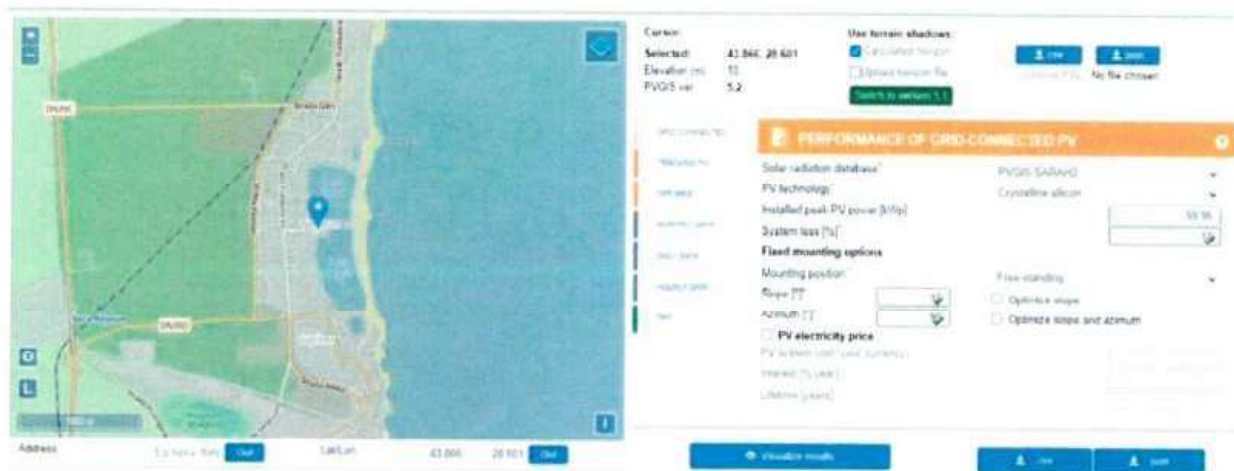
Outline of horizon at chosen location:**Monthly energy output from fix-angle PV system:****Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**

Figura 5.1.2.a Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare E



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

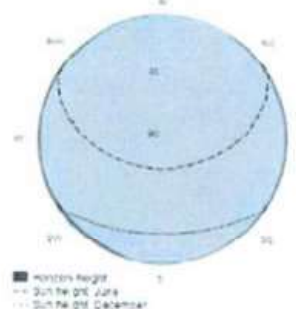
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866, 28.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 59.95 kWp
 System loss: 14 %

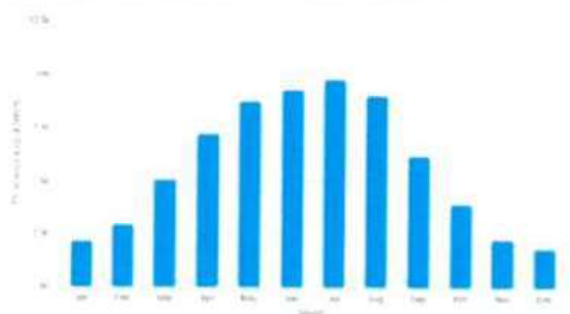
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: 90 °
 Yearly PV energy production: 67659.62 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1429 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2481.34 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.65 %
 Spectral effects: 0.89 %
 Temperature and low irradiance: -5.53 %
 Total loss: -21.02 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Figura 5.1.2.b Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare V

În funcție de puterea instalată și de productivitatea energetică specifică pentru fiecare locație în parte, în Varianta 1 avem următoarele rezultate:

Nr. crt.	Locație	Putere instalată invertoare [kW]	Putere instalată panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	300	303,6	552

O capacitatea de stocare a acumulatorilor de **65 kWh**

În urma analizării celor 2 variante se recomandă alegerea Variantei 2 constructivă, din următoarele considerente:

- costul de execuție al structurii de susținere tip tracker propus în Varianta 1 este mai ridicat decât cel al structurii fixe;

- costul de întreținere a sistemelor tracker pe perioada de exploatare a parcului fotovoltaic este mai ridicat, având în vedere faptul că sistemul tracker prezintă un mecanism electronic, care asigură rotirea panourilor de la E-V pe parcursul unei zile.

3.2.4. Echiparea și dotarea specifică funcției propuse

Panouri fotovoltaice

Panourile fotovoltaice au următoarele specificații:

- Puterea nominală este de 550W;
- Tehnologia de fabricare este siliciu monocristalin;
- Toleranța puterii nominale de -0 / +5 W;
- Eficiență 21,1%;
- Condiții standard de testare (STC): radiație solară 1000 W/m², masa aerului AM 1,5, temperatura celulei 25°C;
- Panourile sunt tratate antireflectiv pe suprafața superioară;
- Ratingul de performanță este de peste 90%;
- Nivelul de emisii de CO₂ sunt minime în procesul de producție;
- Rezistă la evenimente seismice conform "cod de proiectare seismică P100-1/2006";
- Rezistă la vânturi extreme conform STAS 10101/20-90 "Încărcări date de vânt";
- Rezistă la încărcări de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 "Încărcări date de zăpadă";
- Prezintă găuri de montare și împănare în ramă pentru sistem dublu de montare;
- Rama are perete dublu și rezistență înaltă;
- Încărcarea statică maximă pe partea din față este 5.400Pa;
- Încărcarea statică maximă pe partea din spate este 2.400Pa;
- Garanția panourilor este ca la 15 ani de funcționare este 90,3% din puterea nominală și la 25 ani de funcționare este 84,8% din puterea nominală.

Invertoare

Invertoarele au următoarele specificații:

- Puterea activă AC nominală este 60 -100 kW;
- Eficiența este de 98,8%;

- Protecția invertoarelor este de IP66;
- Tensiunea maximă de intrare este de 1.100 V;
- Dimensiuni 1.035 x 700 x 365 mm;
- Greutate 90 kg;
- Interval de temperatură de funcționare $-25^{\circ}\text{C} \sim 60^{\circ}\text{C}$;
- Consumul de energie pe timp de noapte <3,5 W;
- Oferă variante de comunicare și transmisie de date pentru monitorizare la distanță;
- Permite deconectarea de la punctul de racordare de la distanță;
- Permite oprirea și repornirea de la distanță;
- Permite reducerea puterii maxime produse prin comandă la distanță;
- Control și monitorizare a sistemului de la distanță;
- Flexibil în folosire;
- Comunicare pe interfețe RS232, RS422, RS485 sau Ethernet;

Unitate de stocare, 65 kWh

- Rack acumulatori 65kWh;
- Tensiune nominala (monofazat): 360V;
- Tensiune nominala (trifazat): 600V;
- Comunicare CAN, RS485;
- LiFePO4
- Dimensiuni: 2570mm x 2135mm x 1200mm;
- Masa: 1130kg/2170;
- Garanție 10 ani.

Structura de susținere panouri fotovoltaice

Structura de susținere a panourilor fotovoltaice are următoarele specificații:

- Permite unghiuri de orientare și înclinare și distanță față de sol optime;
- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante ușoare și regimuri de vânt de peste 40 m/s;
- Prezintă întăriri diagonale;
- Ușor de instalat fără training special;
- Prezintă documentație a design-ului și rapoarte de testare;
- Capabilă să reziste evenimentelor seismice conform "cod de proiectare seismică P100-1/2006";
- Capabilă să reziste vânturilor extreme conform STAS 10101/20-90 "Încărcări date de vânt";
- Capabilă să reziste încărcărilor de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 "Încărcări date de zăpadă";

Control Management are următoarele caracteristici

Asigura gestiunea activelor (echipamentelor) din punctul de vedere al locației, utilizatorului, stării funcționale, componenței, operațiilor de întreținere proactive planificate și reactivă, integrat cu sistemul de gestiune a defectiunilor și incidentelor.

Aplicația optimizează colaborarea între utilizatori, serviciile de suport, furnizori interni și externi de servicii și va fi un mijloc de comunicare rapidă și eficientă între toate persoanele implicate în procesul de gestiune și evidență a activelor,

precum și a incidentelor/schimbărilor asociate, un mijloc de publicare a informațiilor asociate fiecărui activ(echipament), cereri de suport și acțiuni efectuate.

Aplicația gestionează toate activitățile legate de Asset Management, cererile de suport adresate de către Utilizatori echipei de suport și implicit, eventualele probleme/defecte, apărute în exploatare.

Aplicația înregistrează, urmărește și raportează planificarea activităților de mentenanță preventivă și corectivă.

- Soluția va fi integrată cu soluțiile de management și monitorizare a echipamentelor (SCADA, PLC).
- Soluția va permite diverse integrări. Integrările minimale sunt reprezentate de importul de asset-uri și deschiderea automată de incidente prin API/servicii web;
- Soluția oferă o consolă de administrare web care să fie folosită pentru configurarea și suportul aplicației;
- Soluția are un modul de sincronizare cu Microsoft Active Directory/OAuth, LDAP sau echivalent, care permite autentificarea utilizatorilor în aplicație folosind infrastructura de autentificare existentă;
- Soluția permite în mod automat notificarea utilizatorilor prin e-mail, folosind protocolul SMTP;
- Soluția permite în mod automat notificarea utilizatorilor prin SMS, folosind un API pus la dispoziție de furnizorul de SMS;
- Soluția va fi integrată cu orice sistem de mail folosind protocolul IMAP sau POP3, astfel mailurile primite pe o adresă de email să poată fi procesate și transformate pe bază unor reguli flexibile în solicitări;
- Soluția suportă instalarea într-o arhitectură redundantă care să fie asigurată de componentele aplicației;
- Soluția are o arhitectură scalabilă, componentele sale putând fi instalate pe servere diferite pentru a asigura un nivel de performanță ridicat. Soluția trebuie să permită funcționarea în arhitecturi hardware/software ce dispun de mecanisme de load balancing care să distribuie accesul utilizatorilor în aplicație;
- Soluția suportă autentificarea utilizatorilor prin intergarea cu Active Directory/LDAP/Oauth sau echivalent și să dispună și de mecanisme proprii de autentificare pentru utilizatorii care nu sunt în AD;
- Soluția dispune de mecanisme de securizare a accesului utilizatorilor la datele din aplicație prin definirea de roluri cu nivele de acces diferite și permisiuni independente pe roluri. Soluția trebuie să permită definirea unui număr nelimitat de roluri în aplicație.
- Soluția este accesibilă prin intermediul unui browser instalat pe telefon, tabletă sau laptop, folosind o conexiune de date minim 3G.
- Soluția nu permite ștergerea niciunui element sau acțiune după ce acesta a fost înregistrat.

Principalele echipamente și lucrări pentru investiția de bază

1. Panouri (module) fotovoltaice;
2. Invertoare;
3. Unitate de stocare
4. Cablu solar de interconectare a modulelor între ele și cu cutiile de monitorizare și interconectare;
5. Structura de susținere a panourilor fotovoltaice;
6. Cui de monitorizare și interconectare;
7. Control Management
8. Cabluri de putere pentru interconectarea cuiilor de monitorizare și interconectare la invertoare;
9. Cabluri de date pentru interconectarea cuiilor de monitorizare și interconectare la invertoare;
10. Cabluri de putere de joasă tensiune pentru interconectarea invertoarelor la punctul comun de control, măsură și conectare/deconectare.
11. Punct comun de control, măsură și conectare/deconectare.

3.3 Costurile estimative ale investiției:

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

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului aferente fiecărei variante în parte, sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Varianta	Lei (fără TVA)
Varianta 1	1.590.224,48
Varianta 2	1.318.666,29

Costurile estimate sunt în conformitate cu Devizele generale pentru fiecare variantă în parte prezentate în Devizele generale estimative pentru cele 2 variante conform Anexelor 2 și 3".

3.3.2. Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.

Mentenanța panourilor se va asigura cu personalul din serviciul de întreținere al EUROSANTIS SRL. Pentru lucrările de mentenanță și întreținere au fost luate în calcul următoarele costuri:

- costuri cu mentenanța panourilor solare, a invertorului și a sistemului de structură, pentru Varianta 1, iar în cazul Variantei 2: costuri cu mentenanța panourilor solare, a invertorului, a sistemului de structură și a sistemului de stocare;
- costuri de înlocuire a unor componente din: panourile solare, invertorul și sistemul de structură, estimate o dată la 8 ani, pentru ambele variante;
- costuri de înlocuire a acumulatorilor (bateriilor) din sistemul de stocare, prevăzute în anul 10 de operare, pentru Varianta 2;
- costuri indirecte și generale de administrare, considerate ca fiind un procent de 10% din cheltuielile de exploatare.

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

- studiu topografic;

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

- studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul.

- 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 spații verzi și peisajere;
Nu este cazul.

- studiu privind valoarea resursei culturale;
Nu este cazul.

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.
Nu este cazul.

3.3. Grafice orientative de realizare a investiției

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	x	x									
2	Livrare echipamente		x	x	x								
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x	x	x	x		
4	PIF										x	x	
5	Obținerea certificatului de Racordare										x	x	
6	Întocmire raport audit											x	x

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

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

Perioada de referință, conform specificațiilor pentru realizarea analizei cost beneficiu este de:

Perioada de referință	20 ani
-----------------------	--------

Pentru analiza cost beneficiu s-au luat în considerare recomandările **Anexei 4 - Recomandări privind elaborarea analizei cost-beneficiu.**

În analiză s-au luat în considerare, pentru previziunile economice, 2 scenarii:

- Scenariul Minimal, scenariu care presupune realizarea investițiilor minime;
- Scenariul Maximal, scenariu care presupune realizarea investițiilor maxime.

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

Panourile fotovoltaice din siliciu oferă randamente mari de energie (performanțe mari) indiferent de anotimp sau condiții climatice, având o reacție excelentă la lumină slabă sau temperaturi joase. Sunt foarte ferme, robuste și rezistente la vandalisme. Panourile trebuie să îndeplinească standardele de management al calității și mediului ISO 9001/ 2000 și ISO 24001 / 2004.2

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

Nu este cazul.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Proiectul nu va genera un impact semnificativ social și cultural.

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

În faza de realizare a investiției vor fi angrenați - **10 de muncitori**

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

Impactul proiectului asupra mediului ambiant se cuantifică prin cantitatea economiilor de emisii de CO₂ înregistrată într-un an (exprimate în tone echivalent CO₂), rezultată în urma implementării proiectului RES, în raport cu cazul de referință în care nu s-ar fi implementat proiectul.

Implementarea întregului proiect se va face având în vedere protejarea mediului:

- Sistematizarea este menținută la minimum pentru a prezerva flora nativă;
- Daunele provocate de un posibil incendiu sunt minimizate prin adoptarea celor mai stringente măsuri de prevenire și prin dotarea întregii instalații cu un număr suficient de stingătoare specifice instalațiilor electrice, folosirea de materiale cu rezistență mare la foc și/sau care nu promovează dezvoltarea incendiului;
- Structurile de montare a panourilor fotovoltaice, printr-un impact minim asupra solului, permit însămânțarea plantelor native locale pe aproape toată suprafața implementării proiectului;
- Pe perioada construcției, se aplică măsuri specifice de management al deșeurilor și al ambalajelor;
- Pe perioada exploatării, prezenta și impactul uman sunt menținute la minim;

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

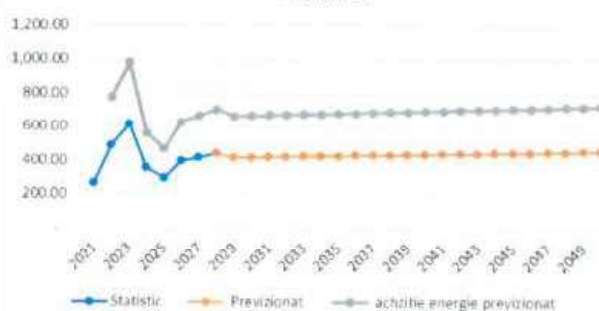
Obiectivul de investiții ce face obiectul prezentului studiu de fezabilitate este necesar să fie implementat, deoarece la nivel european, Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Preturi medii ponderate OPCOM Energie electrica lei/MWh

AN	Statistic	Previzionat
2021	268.10	
2022	488.81	
2023	618.56	
2024	355.41	
2025	295.42	
2026	396.38	
2027	420.00	
2028	443.62	443.62
2029		419.25
2030		421.14
2031		423.02
2032		424.90
2033		426.78
2034		428.66
2035		430.54
2036		432.42
2037		434.30
2038		436.19
2039		438.07
2040		439.95
2041		441.83
2042		443.71
2043		445.59
2044		447.47
2045		449.35
2046		451.24
2047		453.12
2048		455.00
2049		456.88
2050		458.76

Evolutia previzionata a preturilor energiei electrice



Preturi medi ponderate OPCOM gaze naturale lei/MWh

AN	Statistic	Previzionat
2019	117.07	
2020	112.00	
2021	65.50	
2022	142.67	
2023	109.31	
2024	113.85	113.85
2025		115.37
2026		116.88
2027		118.40
2028		119.91
2029		121.43
2030		122.94
2031		124.45
2032		125.97
2033		127.48
2034		129.00
2035		130.51
2036		132.03
2037		133.54
2038		135.06
2039		136.57
2040		138.08
2041		139.60
2042		141.11
2043		142.63
2044		144.14
2045		145.66
2046		147.17
2047		148.69
2048		150.20



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

Modelul financiar vizează cuantificarea sustenabilității financiare și a eficienței comerciale a proiectului pentru investitor, reflectată de indicatorii de performanță financiară.

Metodologia utilizată pentru determinarea indicatorilor financiari și economici ai proiectului este în conformitate cu "Ghidul pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investiții, instrumentul de evaluare economică pentru Politica de coeziune 2014-2020" (denumit în continuare "Ghidul ACB"), emis de Comisia Europeană.

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare (VANF) și a ratei de rentabilitate financiară a investiției (RIRF). Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului rambursează investițiile, indiferent de sursele de finanțare. În unele cazuri (când este vorba de ajutoare de stat sau de operatori privați), este necesară calcularea indicatorilor: valoarea actualizată netă financiară a capitalului propriu investit (VANF(K)) și rata internă de rentabilitate financiară a capitalului propriu investit (RIRF(K)).

Pentru a calcula rentabilitatea, se ține cont doar costurile reale și veniturile operaționale. Toate veniturile și cheltuielile contabile, care nu sunt fluxuri de numerar reale (de exemplu: amortizarea), nu sunt luate în considerare. De asemenea, în conformitate cu recomandarea Comisiei Europene de a permite comparația între proiectele europene, cheltuielile naționale specifice (cum ar fi impozitul pe venit) nu sunt incluse în calculul indicatorilor financiari.

Analiza financiară a studiului de fezabilitate s-a realizat cu respectarea:

Hotărâri nr. 907/29.11.2016 privind aprobarea conținutului cadru al documentației tehnico-economice aferente investițiilor publice, precum și a structurii și metodologiei de elaborare a devizului general pentru obiective de investiții și lucrări de intervenții și a Instrucțiunilor de aplicare a unor prevederi din Hotărârea nr. 907/2016, cu modificările și completările ulterioare;

- Ghidului ACB emis de Comisia Europeană (versiunea anului 2014) pentru estimarea costurilor și beneficiilor proiectelor de investiție, în baza fluxului de numerar actualizat;
- Ghidului de evaluare economică (Economic Appraisal Vademecum) 2021–2027: Principii generale și aplicații pe sectoare, emis de Comisia Europeană (menționat în continuare "Vademecum");
- Ghidului solicitantului - Condiții specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare (FM): "Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum (Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei), denumit în continuare "Ghidul solicitantului";
- Ghidului prosumatorului cu capacitate de cel mult 400 kW pe loc de consum, emis de către ANRE;

- Regulamentului (UE, Euratom) nr. 1046/2018 al Parlamentului European și al Consiliului din 18 iulie 2018 privind normele financiare aplicabile bugetului general al Uniunii, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1296/2013, (UE) nr. 1301/2013, (UE) nr. 1303/2013, (UE) nr. 1304/2013, (UE) nr. 1309/2013, (UE) nr. 1316/2013, (UE) nr. 223/2014, (UE) nr. 283/2014 și a Deciziei nr. 541/2014/UE și de abrogare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 966/2012;
- Regulamentului (UE) nr. 651/2014 al Comisiei de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (în cazul proiectelor care intră sub incidența ajutorului de stat);
- Regulamentului de punere în aplicare (UE) nr. 207/2015 al Comisiei de stabilire a normelor detaliate de punere în aplicare a Regulamentului nr. 1303/2013 al Parlamentului European și al Consiliului – Anexa III Metodologia de realizare a analizei cost-beneficiu;
- Ordinului ANRE nr. 102/22.11.2023 pentru modificarea și completarea "Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale", aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 41/2019 (art. 84³).
- Calculul indicatorilor de performanță financiară (VANF, RIRF) se realizează în baza fluxului de numerar actualizat, prin aplicarea unei rate adecvate de actualizare financiară, astfel încât fluxurile de numerar din viitor, pe întreaga perioadă de operare a investiției, să fie reflectate la valoarea prezentă.

Indicatorii financiari s-au calculat în baza următoarelor abordări:

- considerarea doar a intrărilor și ieșirilor efective de numerar generate de proiect.
- determinarea fluxului de numerar al proiectului prin metoda incrementală, și anume, pe baza diferenței dintre costurile și beneficiile aferente variantei "cu proiect" și cele ale variantei "fără proiect":
 - Varianta "fără proiect" ("fără investiție") este considerată ca fiind situația actuală, și anume, o previziune a viitorului fără proiect, etichetat drept scenariul "a nu face nimic".
 - Varianta "cu proiect" ("cu investiție") presupune analiza a două variante propuse, respectiv Varianta 1 și Varianta 2.
- utilizarea costurilor constante, neafectate de rata inflației pe toată perioada de analiză, precum și a unei rate financiare de actualizare de 6,39%, conform recomandărilor din Vademecum. Rata financiară de actualizare (6,39%) reprezintă rata de rentabilitate a capitalului investit (costul mediu al capitalului investit), exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, conform Ordinului ANRE nr. 102/22.11.2023 (art. 84³).
- considerarea unui orizont de timp (perioadă de referință) care să corespundă duratei de viață economică utilă a investiției și care să fie suficient de lung pentru a surprinde impactul acesteia.
- atât cheltuielile, cât și veniturile estimate, nu conțin TVA (acesta se recuperează de către beneficiarul investiției).
- taxele directe sunt considerate doar pentru stabilirea sustenabilității financiare a proiectului, nu și la calculul profitabilității financiare.
- în conformitate cu recomandările din "Ghidul solicitantului", cursul Euro utilizat este 1 Euro = 4,9683 Lei și reprezintă cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurențială.

4.6.1. Structura analizei financiare

Analiza financiară a proiectului s-a efectuat luându-se în considerare, în principal, următoarele date de intrare:

- costurile de investiție (CAPEX);
- costurile de operare (OPEX);
- veniturile generate de proiect;

- sursele de finanțare;
- rata financiară de actualizare.

O dată de intrare importantă pentru rezultatele analizei financiare este orizontul de timp considerat (perioada de referință a analizei).

Perioada de referință include: perioada de implementare, care începe în anul 2024 și durează până la punerea în funcțiune a proiectului (31.12.2026), precum și perioada de operare de 20 de ani (până în anul 2046).

Analiza financiară se efectuează în "Lei", iar anul 0 (zero) al perioadei analizate este anul elaborării analizei financiare. Potrivit practicii curente, atunci când se aplică factorul de actualizare, anul analizei (2024) este considerat a fi anul zero, pentru a evita impactul ratei financiare de actualizare.

Ipoteze și date pentru modelul financiar sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Variabile	Parametri Varianta 1	Parametri Varianta 2
Costuri de investiție (Lei)	1.590.224,48	1.318.666,29
Costuri operaționale (Lei)	168.000,00	332.000,00
Venituri (Lei)	7.610.263,26	7.711.264,26
Orizontul de timp al analizei/perioada de referință (ani)	23	23
Rata financiară de actualizare (%)	6,39	6,39

Tabel 1 - Date de intrare în analiza financiară

4.6.2. Costurile de investiție (CAPEX)

Principalele componente ale costurilor de investiție sunt:

- activele fixe (imobilizări corporale și necorporale);
- costurile de pregătire și implementare a investiției (proiectare, organizare de șantier, avize și acorduri, testare echipament, pregătire personal de exploatare).

Activele fixe constituie componenta cea mai importantă a costurilor de investiție, iar informațiile privind componența și valoarea acestora au fost preluate din devizele generale incluse în studiul de fezabilitate.

Devizele generale estimative pentru cele 2 variante propuse sunt prezentate în cap. 9 – Anexe, costurile investiției fiind de 1.590.224,48 Lei (fără TVA), respectiv 1.892.367,15 Lei (cu TVA), pentru Varianta 1 și 1.318.666,29 Lei (fără TVA), respectiv 1.569.212,89 Lei (cu TVA), pentru Varianta 2.

Structura cheltuielilor de investiții, pentru variantele analizate, se prezintă după cum urmează:

Nr. crt.	Categorii de lucrări și cheltuieli cuprinse în valoarea investiției	Varianta 1 -Lei-	Varianta 2 -Lei-
1	Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	126.970,26	97.659,86
4	Cheltuieli pentru investiția de bază	1.461.254,22	1.219.019,11
5	Alte cheltuieli	2.000,00	1.987,32
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	0,00	0,00
7	Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustare de preț	0,00	0,00

Nr. crt.	Categoriile de lucrări și cheltuieli cuprinse în valoarea investiției	Varianta 1 -Lei-	Varianta 2 -Lei-
TOTAL fără TVA		1.590.224,48	1.318.666,29
TVA		302.142,65	250.546,60
TOTAL inclusiv TVA		1.892.367,13	1.569.212,89

Tabel 2 - Structura cheltuielilor de investiție

În tabelul de mai jos este prezentată eșalonarea investiției:

Perioada de implementare	2024	2025	2026	Total fără TVA -Lei-
CAPEX total Varianta 1	1.318.666,29	1.318.666,29	1.318.666,29	1.318.666,29
CAPEX total Varianta 2	1.318.666,29	1.318.666,29	1.318.666,29	1.318.666,29

Tabel 3 - Eșalonarea cheltuielilor de investiție

4.6.3. Amortizarea

Amortizarea imobilizărilor corporale se stabilește prin aplicarea cotelor de amortizare calculate după metoda liniară de amortizare, asupra valorii de intrare a acestora, începând cu luna următoare datei procesului verbal de recepție, până la recuperarea integrală a valorii lor de intrare, conform duratelor de utilizare economică, așa cum sunt prevăzute în "Catalogul privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe".

Amortizarea lunară se calculează prin raportarea valorii rămase a mijlocului fix la durata de utilizare rămasă a acestuia.

Terenurile nu se amortizează deoarece se consideră că au o durată de viață nelimitată.

Imobilizări corporale	CAPEX Varianta 1 (Lei)	CAPEX Varianta 2 (Lei)	Durată de viață (ani)
Obținere teren	0,00	0,00	-
Amenajare teren, mediu	0,00	0,00	10
Echipamente	1.590.224,48	1.318.666,29	20
CAPEX TOTAL	1.590.224,48	1.318.666,29	

Tabel 4 - Structura CAPEX pentru calculul amortizării

4.6.4. Costurile de operare (OPEX)

Costurile de operare cuprind acele costuri referitoare la achiziționarea de bunuri sau servicii, care nu sunt de natură investițională și care se consumă în fiecare perioadă contabilă, cum ar fi:

- costurile directe de exploatare (materii prime, materiale și servicii, utilități, întreținere, etc.);
- costurile cu forța de muncă;
- cheltuielile generale și de administrare;
- reparațiile capitale și înlocuirile de echipamente cu durata de viață sub perioada de referință (se includ în costurile de operare, în măsura în care nu au fost prevăzute drept costuri investiționale), etc.

Aceste componente reprezintă cea mai mare parte a costurilor de operare.

În ceea ce privește fluxul de numerar, în cadrul analizei financiare nu sunt considerate cheltuieli de operare acele elemente care nu determină o ieșire efectivă de numerar cum ar fi:

- amortizarea;
- rezervele pentru cheltuieli neprevăzute și pentru înlocuirea activelor;
- TVA și alte taxe directe, ținând cont că acestea vor fi recuperate prin mecanisme fiscale;
- transferurile sau subsidiile.

Cheltuielile aferente dobânzilor pentru creditele bancare contractate nu vor fi luate în considerare la calculul indicatorilor financiari de performanță, dar vor avea un impact semnificativ în analiza sustenabilității financiare a proiectului.

Costurile de operare estimate pentru fiecare an din perioada de analiză s-au stabilit astfel:

- costuri cu mentenanța panourilor solare, a invertorului și a sistemului de structură, pentru Varianta 1, iar în cazul Variantei 2: costuri cu mentenanța panourilor solare, a invertorului, a sistemului de structură și a sistemului de stocare;
- costuri de înlocuire a unor componente din: panourile solare, invertorul și sistemul de structură, estimate o dată la 8 ani, pentru ambele variante;
- costuri de înlocuire a acumulatorilor (bateriilor) din sistemul de stocare, prevăzute în anul 10 de operare, pentru Varianta 2;
- costuri indirecte și generale de administrare, considerate ca fiind un procent de 10% din cheltuielile de exploatare.

În varianta "fără proiect" cheltuielile sunt considerate egale cu zero, cheltuielile incrementale fiind egale cu cheltuielile estimate pentru variantele "cu proiect".

Prezentăm în continuare structura costurilor de operare pentru întreaga perioadă de operare analizată:

-Lei-

Categoriza de cost Perioada de operare	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Mentenanță:	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00
panouri + invertor + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli indirecte	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
TOTAL OPEX - Varianta 1	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	44.400,00	4.400,00	4.400,00

Categoriza de cost Perioada de operare	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total (Lei)
	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20	
Mentenanță:	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	80.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli indirecte	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	8.000,00
TOTAL OPEX - Varianta 1	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	44.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	4.400,00	168.000,00

Tabel 5 - Costuri de operare - Varianta 1

-Lei-a

Categoria de cost	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Perioada de operare	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Mentenanță:	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00
sistem de stocare	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	120.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120.000,00
Cheltuieli indirecte	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
TOTAL OPEX - Varianta 2	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	46.600,00	6.600,00	126.600,00

Categoria de cost	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total (Lei)
Perioada de operare	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20	
Mentenanță:	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	6.000,00	120.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	80.000,00
sistem de stocare	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	2.000,00	40.000,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	200.000,00
panouri + invertor + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	80.000,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120.000,00
Cheltuieli indirecte	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00	12.000,00
TOTAL OPEX - Varianta 2	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	46.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	6.600,00	332.000,00

Tabel 6- Costuri de operare - Varianta 2

4.6.5. Veniturile

Fluxul de venituri a fost stabilit incremental (ca diferență între costurile energiei electrice cu investiție și cele fără investiție), pe baza estimărilor privind capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, respectiv energia solară, în acest caz.

La calculul veniturilor financiare s-au folosit următoarele premise:

- puterea instalată a panourilor fotovoltaice (0,303 MWh)
- cantitatea de energie electrică produsă anual (calculată lunar în funcție de parametri tehnici și condițiile meteo). Cantitatea de energie electrică maximă estimată a fi produsă în primul an este 400,54 MWh (determinată cu programul PVSys). Începând cu anul 2 de operare, producția de energie electrică se reduce cu 0,5%/an, scădere datorată reducerii randamentului.
- cantitatea de energie electrică consumată anual (constantă pe toată perioada analizată), egală cu consumul aferent anului 2022, înregistrat în contabilitate pentru clădirea administrativă.
- cantitatea de energie injectată în sistem și consumată în sistem de compensare cantitativă.
- cantitatea de energie consumată din sistemul de stocare (numai în cazul Variantei 2).
- prețul energiei electrice consumate din rețeaua furnizorului de energie electrică.
- prețul energiei electrice consumate în sistem de compensare cantitativă a energiei injectate în rețea.
- prețul energiei electrice consumată direct din producție.

În tabelul următor sunt prezentate componentele prețului energiei electrice consumate din rețeaua furnizorului de energie electrică în condiții de plafonare a prețului la 1,30 lei/kWh (cu TVA inclus):

Componente preț	Lei/kWh
Preț energie electrică activă (inclusiv TG)	0,69985
Transport – componenta de extracție din rețea - TL	0,02744
Tarif distribuție	0,28271
Servicii sistem	0,00773
Preț de furnizare a energiei electrice	1,01773
Taxă Cogenerare	0,00000
Taxă Certificate Verzi	0,07168
Acciză comercială	0,00303
TVA	0,20756
Preț contractual plafonat (inclusiv TVA)	1,30000

Tabel 7 - Preț energie electrică de la furnizori

În analiza financiară s-a folosit prețul energiei electrice, fără TVA (exprimat în Lei/MWh), atât pentru energia consumată direct din rețea, cât și pentru cea consumată în sistem de compensare cantitativă a energiei injectate în rețea, prețuri prezentate în următorul tabel:

Preț energie electrică (fără TVA)	Lei/MWh
Preț energie consumată direct din rețea	1.092,44
Preț energie consumată în sistem de compensare cantitativă a energiei injectate în rețea	393,00
Preț energie consumată direct din producție	0,00

Tabel 8 - Preț energie electrică

Luna	Consum aferent anului 2023-2024 (kWh)	Producție energie electrică anul 2022 (kWh)
Ianuarie	5.950,00	19.602,00
Februarie	61.750,00	21.505,00
Martie	44.020,00	32.169,00
Aprilie	9.180,00	39.613,00
Mai	8.460,00	43.807,00
Iunie	35.440,00	44.847,00
Iulie	91.010,00	48.008,00
August	110.100,00	48.781,00
Septembrie	40.820,00	38.348,00
Octombrie	4.670,00	28.210,00
Noiembrie	3.860,00	18.325,00
Decembrie	5.090,00	17.325,00
TOTAL/an	420.350,00	400.540,00

Tabel 9 - Consumul și producția energiei electrice în anul 2023-2024

Veniturile proiectului reprezintă costurile evitate (economii de costuri) obținute ca diferență între costurile actuale și costurile de după implementarea proiectului.

În următoarele tabele sunt prezentate veniturile proiectului pentru ambele variante:

Perioada de operare	Consum anual (MWh)	Energie produsă (MWh)	Energie consumată direct (MWh)	Energie injectată în sistem și consumată în sistem de compensare cantitativă (MWh)	Cost energie electrică fără investiție (Lei)	Cost energie electrică cu investiție (Lei)	Venituri din costuri evitate (Lei)
2027	420,35	400,54	288,22	112,32	459.207,15	65.783,00	393.424,15
2028	420,35	398,54	288,22	110,32	459.207,15	67.180,30	392.026,85
2029	420,35	396,54	288,22	108,32	459.207,15	68.577,61	390.629,54
2030	420,35	394,57	288,22	106,35	459.207,15	69.962,10	389.245,05
2031	420,35	392,59	288,22	104,37	459.207,15	71.346,59	387.860,56
2032	420,35	390,62	288,22	102,40	459.207,15	72.718,26	386.488,89
2033	420,35	388,66	288,22	100,44	459.207,15	74.089,92	385.117,23
2034	420,35	386,72	288,22	98,50	459.207,15	75.448,77	383.758,38
2035	420,35	384,80	288,22	96,58	459.207,15	76.794,80	382.412,35
2036	420,35	382,87	288,22	94,65	459.207,15	78.140,83	381.066,32
2037	420,35	380,97	288,22	92,75	459.207,15	79.474,04	379.733,11
2038	420,35	379,06	288,22	90,84	459.207,15	80.807,25	378.399,90
2039	420,35	377,17	288,22	88,95	459.207,15	82.127,65	377.079,50
2040	420,35	375,28	288,22	87,06	459.207,15	83.448,04	375.759,11
2041	420,35	373,41	288,22	85,19	459.207,15	84.755,61	374.451,54
2042	420,35	371,55	288,22	83,33	459.207,15	86.063,18	373.143,97
2043	420,35	369,69	288,22	81,47	459.207,15	87.357,93	371.849,22
2044	420,35	367,84	288,22	79,62	459.207,15	88.652,69	370.554,46
2045	420,35	366,01	288,22	77,79	459.207,15	89.934,62	369.272,53
2046	420,35	364,18	288,22	75,96	459.207,15	91.216,55	367.990,60
Total	8.407,00	7.641,62	5.764,40	1.877,22	9.184.143,00	1.573.879,74	7.610.263,26

Tabel 4 - Venituri incrementale - Varianta 1

Perioada de operare	Consum anual (MWh)	Energie produsă (MWh)	Energie consumată direct și din sistem de stocare (MWh)	Energie injectată în sistem și consumată în sistem de compensare cantitativă (MWh)	Cost energie electrică fără investiție (Lei)	Cost energie electrică cu investiție (Lei)	Venituri din costuri evitate (Lei)
2027	420,35	400,54	301,07	99,47	459.207,15	60.732,95	398.474,20
2028	420,35	398,54	301,07	97,47	459.207,15	62.130,25	397.076,90
2029	420,35	396,54	301,07	95,47	459.207,15	63.527,56	395.679,59
2030	420,35	394,57	301,07	93,50	459.207,15	64.912,05	394.295,10
2031	420,35	392,59	301,07	91,52	459.207,15	66.296,54	392.910,61
2032	420,35	390,62	301,07	89,55	459.207,15	67.668,21	391.538,94
2033	420,35	388,66	301,07	87,59	459.207,15	69.039,87	390.167,28
2034	420,35	386,72	301,07	85,65	459.207,15	70.398,72	388.808,43
2035	420,35	384,80	301,07	83,73	459.207,15	71.744,75	387.462,40
2036	420,35	382,87	301,07	81,80	459.207,15	73.090,78	386.116,37
2037	420,35	380,97	301,07	79,90	459.207,15	74.423,99	384.783,16
2038	420,35	379,06	301,07	77,99	459.207,15	75.757,20	383.449,95
2039	420,35	377,17	301,07	76,10	459.207,15	77.077,60	382.129,55
2040	420,35	375,28	301,07	74,21	459.207,15	78.397,99	380.809,16
2041	420,35	373,41	301,07	72,34	459.207,15	79.705,56	379.501,59
2042	420,35	371,55	301,07	70,48	459.207,15	81.013,13	378.194,02
2043	420,35	369,69	301,07	68,62	459.207,15	82.307,88	376.899,27
2044	420,35	367,84	301,07	66,77	459.207,15	83.602,64	375.604,51
2045	420,35	366,01	301,07	64,94	459.207,15	84.884,57	374.322,58
2046	420,35	364,18	301,07	63,11	459.207,15	86.166,50	373.040,65
Total	8.407,00	7.641,62	6.021,40	1.620,22	9.184.143,00	1.472.878,74	7.711.264,26

Tabel 5 - Venituri incrementale - Varianta 2

4.6.6. Valoarea reziduală

Valoarea reziduală poate fi definită ca fiind valoarea neamortizată a activului sau valoarea actualizată netă a fluxurilor de numerar pentru perioada de viață rămasă a activului după perioada de referință a proiectului și se adaugă ca și intrare în ultimul an al orizontului de timp analizat.

În cazul acestui proiect, valoarea reziduală este egală cu zero pentru ambele variante, deoarece durata de viață utilă a echipamentelor este egală cu perioada de operare folosită în analiză.

4.6.7. Rata financiară de actualizare

Rata de actualizare utilizată în analiza financiară reflectă costul de oportunitate pentru investitor și este folosit ca referință în a decide dacă proiectul merită să fie implementat. Conform recomandărilor din Vademecum, în acest proiect s-a utilizat rata financiară de actualizare de 6,39% și reprezintă rata de rentabilitate a capitalului investit (costul mediu al capitalului investit), exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, aplicată la stabilirea tarifelor pentru serviciile de distribuție, de transport și de sistem ale energiei electrice și gazelor naturale, pentru anul de reglementare cuprins între 1 octombrie 2024 și 30 septembrie 2025, conform Ordinului ANRE nr. 102/22.11.2023, art. 84³.

4.6.8. Sursele de finanțare

Finanțarea investițiilor constituie o etapă semnificativă în procesul investițional, în cadrul căreia, urmare a deciziei de investiții, resursele financiare se înglobează în bugetul investiției și pot fi utilizate în vederea realizării proiectului.

Opțiunile de finanțare țin cont de:

a) Factori interni:

- potențialul investițional al companiei, având în vedere alocarea profitului net pentru fondurile de investiții;
- strategia de finanțare a companiei privind proiectele de infrastructură;
- nivelul de expunere la riscuri financiare;
- reducerea riscurilor financiare și a costurilor.

b) Factori externi:

- posibilitatea accesării instrumentelor financiare;
- necesitatea accesării granturilor pentru lucrări.

Structura schemei de finanțare

Pentru finanțarea proiectului, EUROSANTIS SRL are în vedere următoarea structură:

- 35% surse proprii (considerate ca procent fix, reprezentate de capitalul propriu);
- 65% surse atrase.



Figura 1 - Surse de finanțare

Sursele proprii de finanțare se vor constitui din amortizare și din repartizarea profitului pentru investiții la nivel de societate.

Identificarea opțiunilor de finanțare a proiectului este analizată în strânsă legătură cu:

- analiza gradului de îndatorare a companiei din perspectiva multiplicatorului EBITDA relevant în evaluarea poziției companiei pe piața financiară;
- rezultatul indicatorilor de performanță financiară ai proiectului;
- analiza de sustenabilitate financiară, de-a lungul unui orizont de timp ce acoperă 20 de ani de operare;
- cheltuielile aferente investiției (CAPEX și OPEX);
- veniturile care vor fi generate de proiect.

Aspecte importante în identificarea schemei optime de finanțare:

a) Perioada de maturitate a finanțărilor

Se intenționează angajarea unor împrumuturi cu perioada de rambursare cât mai lungă pentru a corela durata de recuperare a unei părți semnificative din valoarea obiectivului de investiții cu perioada de rambursare a împrumutului. Pentru a se asigura sustenabilitatea financiară a proiectului se are în vedere obținerea unei perioade de grație de 2 ani, la rambursarea împrumuturilor.

b) Moneda finanțării

Pentru a se proteja de riscurile generate de deprecierea valutară, societatea intenționează să se finanțeze în mod predominant în "Lei", în contextul în care majoritatea veniturilor și costurilor societății sunt exprimate și încasate/plătite în "Lei" și contabilitatea societății este ținută în "Lei".

c) Costuri

În identificarea structurii de finanțare s-a pornit de la premiza minimizării costurilor și atragerii unor surse stabile de finanțare.

Costurile de finanțare trebuie să fie cunoscute în perioada investițională (preferabil rate fixe de dobândă) cu opțiunea pentru societate de reducere prin negociere a acestor costuri, în condițiile în care piețele financiare o permit.

d) Structura de colateralizare

Structura de finanțare este garantată în mod exclusiv de componentele bilanțiere, fără a se apela la garanții din partea acționarilor societății și fără a impune condiții neuzuale/ nerezonabile de profitabilitate. Structura de finanțare a fost stabilită în scopul respectării termenelor cuprinse în graficul de implementare a proiectului și diminuării expunerii la risc pentru promotorul proiectului.

e) Complexitate redusă

Pentru a optimiza structura de finanțare și a reduce costurile privind finanțarea și implicit costurile administrative aferente acesteia, soluțiile de finanțare ar trebui să se bazeze, în principiu, pe instrumente bancare și obligatare standard, acceptate și practicate în mod curent de piața specifică.

Contribuția societății cu capital propriu va acoperi doar o parte din valoarea investiției, astfel încât la fundamentarea surselor de finanțare s-a avut în vedere și atragerea de surse externe, respectiv credite.

Costurile aferente finanțării (dobânzi) sunt estimate în condițiile pieței, ținând cont de următoarele condiții contractuale:

- Maturitate împrumut: 12 ani;
- Perioadă de grație: 2 ani;
- Perioadă de rambursare: 10 ani;
- Garanții: veniturile/profiturile societății.

Bugetul proiectului pentru varianta selectată de beneficiar (Anexa A.1 – Bugetul proiectului – sistem de producere și stocare a energiei electrice - Varianta 2), este întocmit conform Anexei 7 la "Ghidul solicitantului", respectând și indicațiile privind încadrarea în categoriile de cheltuieli, conform Anexei 4 la "Ghidul solicitantului". În buget este prezentată detalierea cheltuielilor care s-a realizat pe structura devizului general din H.G. nr. 907/2016, cu modificările și completările ulterioare.

Structura surselor financiare pentru varianta cu sistem de producere și stocare a energiei electrice:

Nr. crt.	Surse de finanțare	Valoare (Lei)
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col. 8 din buget)	1.569.212,89
	din care TVA (col. 7 din buget)	250.546,60
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col. 6+col. 7 din buget)	554.453,02
III	Valoarea eligibilă a investiției (col. 3 din buget)	1.014.759,87
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat (col. 4 din buget)	536.576,39
2	Contribuția solicitantului (2=I-1) (col. 5+col. 6+col. 7 din buget)	1.032.636,50
2.1	Surse proprii	712.079,80
2.2	Credit	320.556,70

Tabel 12- Detalierea surselor de finanțare ale investiției - Varianta 2

4.6.9. Valoarea finanțării solicitate din Fondul pentru modernizare (FM)

Sprijinul financiar se acordă solicitanților eligibili în conformitate cu regulile ajutorului de stat în baza prevederilor art. 41 - **Ajutoarele pentru investiții destinate promovării producției de energie din resurse regenerabile**, din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat și în conformitate cu prevederile Schemei de ajutor de stat având ca obiectiv sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie, exceptată de la notificarea ajutorului de stat, aprobată prin Ordinul Ministrului Energiei.

Pentru proiectele finanțate prin Programul-cheie 1: "Surse regenerabile de energie și stocarea energiei", intensitatea ajutorului de stat acordat din bugetul FM este de 100% din costurile eligibile, stabilite din perspectiva regulilor ajutorului de stat, conform art. 41, alin. (10) din Regulamentul (UE) nr. 651/2014, și anume:

Art. 41, alin. (10): "În cazul în care ajutorul este acordat în cadrul unei proceduri de ofertare concurențiale, pe baza unor criterii clare, transparente și nediscriminatorii, intensitatea ajutorului poate ajunge la 100% din costurile eligibile. O astfel de procedură de ofertare trebuie să fie nediscriminatorie și să permită participarea tuturor întreprinderilor interesate. Bugetul aferent procedurii de ofertare este o constrângere obligatorie, în sensul că nu toți participanții pot beneficia de ajutor, iar ajutorul se acordă pe baza ofertei inițiale prezentate de ofertant, excluzându-se prin urmare negocierile ulterioare."

Cuantumul maxim al ajutorului de stat care poate fi solicitat conform capitolului 1.7 din Ghidul solicitantului, pentru energie solară este de:

- 450.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de până la 5 MW (inclusiv);
- 360.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de peste 5 MW.

În acest caz, costurile eligibile stabilite conform Anexei 4 - Categoriile de cheltuieli indicative din "Ghidul solicitantului", sunt în valoare de 1.014.759,87 Lei, respectiv 204.246,90 Euro, iar intensitatea ajutorului este de 52,88% din costurile eligibile, pentru Varianta 2, care este varianta selectată de beneficiar.

În consecință, respectând pașii de mai sus, valoarea ajutorului de stat solicitat este de: 536.576,39 Lei, echivalentul a 108.000,00 Euro.

În Anexa A.1 este prezentată detalierea cheltuielilor pentru varianta selectată, care s-a realizat pe structura devizului general conform H.G. nr. 907/2016, cu modificările și completările ulterioare.

Valoarea ajutorului de stat solicitat, exprimată ca și ajutor pe MW instalat (Euro/MW), este:

Valoarea totală a ajutorului de stat solicitat (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat (Euro/MW)
1=2*3	2	3
108.000,00	0,3000	360.000,00

Tabel 6 - Valoarea ajutorului de stat solicitat

În continuare prezentăm defalcarea bugetului proiectului pe componentele: producția energiei electrice și stocarea energiei electrice.

-Lei-

Componenta	Valoarea totală (cu TVA)	Valoarea totală (fără TVA)	Valoarea totală neeligibilă a cheltuieli (fără TVA)	Valoarea totală eligibilă a cheltuieli	Valoarea ajutorului de stat solicitat
1	2	3	4	5	6
Investiția aferentă capacității de producere de energie electrică	1.326.144,40	1.114.407,06	99.647,19	1.014.759,87	536.576,39
Investiția aferentă stocării energiei electrice	243.068,49	204.259,24	204.259,24	0,00	0,00
Total	1.569.212,89	1.318.666,29	303.906,42	1.014.759,87	536.576,39

Tabel 7 - Buget pe componente: producție și stocare energie electrică - Varianta 2

În conformitate cu art. 2, alin. 23 și art. 6, alin.1 și 2 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014, ajutoarele de stat acordate pentru proiecte care vizează investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile vor fi acordate doar în cazul în care acestea au efect stimulat și respectă principiul demarării lucrărilor.

"Efectul stimulat" este dovedit prin prezentarea de către beneficiar, furnizorul de ajutor de stat, a unei oferte înainte de demararea lucrărilor la acest proiect, ofertă care conține toate informațiile necesare conform "Ghidului solicitantului". Activitățile proiectului nu sunt începute înainte de data depunerii ofertei, cu excepția obținerii terenurilor și lucrărilor pregătitoare, cum ar fi: obținerea avizelor și autorizațiilor, realizarea studiilor de fezabilitate (și a studiilor tehnice stabilite de standarde și normative pentru pregătirea proiectului), care nu sunt considerate drept "demarare a lucrărilor".

4.6.10. Indicatorii financiari

Scopul analizei financiare prin proiecția fluxului de numerar este să reflecte performanța unui proiect într-un mod relativ și absolut, luând în considerare următorii indicatori de performanță financiară:

4.6.10.1. Valoarea actualizată netă financiară (VANF)

Valoarea actualizată netă financiară reprezintă suma rezultatelor obținute prin deducerea din valoarea veniturilor actualizate a costurilor de investiție și operare actualizate pentru fiecare an al analizei. VANF a fost calculat prin metoda fluxurilor de numerar actualizate prin aplicarea unui factor de actualizare determinat pe baza ratei de actualizare și a numărului de ani din perioada de referință:

$$VANF = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

Unde:

- S_t este balanța fluxului de numerar în anul t (diferența dintre venituri și costurile de investiție și de operare);
- a_t este factorul de actualizare financiară ales pentru actualizarea în anul t ;
- i este rata financiară de actualizare;
- t reprezintă perioada de referință a analizei.

VANF este un indicator care reflectă viabilitatea comercială a proiectului. Este o evidență a performanței proiectului în valori absolute și este considerat principalul indicator de performanță. Dacă VANF este pozitiv, proiectul generează un beneficiu net.

4.6.10.2. Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF)

Rata internă de rentabilitate financiară este rata de rentabilitate specifică proiectului de investiții analizat. Este acea rată de actualizare (discontare) a fluxurilor de numerar viitoare pentru care VANF este egal cu zero.

$$0 = \sum \frac{S_t}{(1 + RIRF)^t}$$

Astfel, un proiect este considerat dezirabil din punct de vedere financiar dacă RIRF depășește rata de actualizare financiară aplicabilă.

Acest indicator de performanță financiară ar trebui considerat complementar cu VANF și totodată o modalitate de a analiza/compara proiectele de diferite anverguri (cu niveluri diferite de costuri și beneficii).

Indicatori financiari	Valoare indicator Varianta 1	Valoare indicator Varianta 2
VANF (Lei)	2.238.237,79	2.451.286,06
RIRF (%)	21,10%	25,18%

Tabel 8 - Indicatori financiari

Fluxul de numerar cumulat, precum și detaliile care au stat la baza calculului indicatorilor sunt prezentate în Anexa A.2 – Indicatorii financiari – Varianta 1 și Anexa A.3 – Indicatorii financiari – Varianta 2.

4.6.11. Sustenabilitatea financiară a investiției

În cadrul analizei de sustenabilitate financiară se prezintă modul în care, în orizontul de timp al proiectului, sursele de finanțare (inclusiv veniturile și orice fel de transferuri de numerar) vor corespunde în mod constant cu plățile anuale. Sustenabilitatea apare în cazul în care fluxul net cumulat de numerar este pozitiv pentru toți anii luați în considerare. În acest sens, la calculul sustenabilității financiare s-au luat în considerare următoarele date:

- Fluxurile de intrare de numerar incluzând:
 - orice venituri operaționale posibile;
 - capitalul propriu (surse proprii) asigurat de promotorul proiectului;

- împrumuturile de la bănci comerciale;
- fonduri nerambursabile.
- Fluxurile de ieșire de numerar incluzând:
 - costurile de investiții;
 - costurile de operare, inclusiv costurile de înlocuire;
 - rambursarea împrumuturilor și plata dobânzilor aferente;
 - plata impozitului pe profit și alte taxe directe, după caz.

Sustenabilitatea financiară a proiectului se calculează în corelare cu graficul de eșalonare a investiției versus proiecția fluxului de numerar în perioada de operare, considerând o anumită schemă de finanțare.

Schema de finanțare pentru Varianta 2, ținând cont și de ajutorul de stat, este următoarea:

Surse de finanțare	Valori fără TVA (Lei)	Ani		
		2024	2025	2026
Total investiție	320.556,70	21.332,83	663.914,70	633.418,76
Ajutor de stat	320.556,70	0,00	268.288,20	268.288,19
Fonduri proprii	320.556,70	21.332,83	225.274,00	214.926,37
Împrumuturi	320.556,70	0,00	170.352,50	150.204,21

Tabel 9 - Schema de finanțare cu ajutor de stat - Varianta 2

Sustenabilitatea financiară a proiectului a fost calculată în corelare cu graficul de eșalonare a investiției, cu proiecția fluxului de numerar pentru toți anii luați în considerare și respectiv cu schema de finanțare. În primul an de implementare (2024) valoarea investiției se va suporta integral de către EUROSANTIS SRL din surse proprii, urmând ca pentru perioada: 2025-2026 să se apeleze la surse atrase, precum: credite bancare și ajutor financiar nerambursabil.

După cum reiese din Anexa A.4 – Analiza sustenabilității cu ajutor de stat – Varianta 1 și Anexa A.5 – Analiza sustenabilității cu ajutor de stat – Varianta 2, fluxul de numerar cumulat este pozitiv pentru toți anii luați în considerare, demonstrând astfel că proiectul nu va întâmpina un deficit de lichidități, respectiv dificultăți în finanțare.

4.6.12. Analiza de profitabilitate

În cadrul acestei analize se calculează indicatorii de performanță ai capitalului propriu investit: VANF(K) și RIRF(K), care demonstrează capacitatea proiectului de a avea "valoare" și o rată de retur a capitalului investit, comparabilă cu performanțele altor proiecte similare.

Calculul indicatorilor de profitabilitate a capitalului se face pe baza fluxului de numerar ce stă la baza VANF și RIRF, în care costul investițional total se înlocuiește cu suma finanțată din surse proprii de către solicitant, iar rambursarea creditului și costul acestuia se evidențiază ca o ieșire pe parcursul perioadei analizate în conformitate cu planul de rambursare. Pentru calculul VANF(K) și RIRF(K) nu s-a luat în considerare contribuția UE.

Intrări în analiza de profitabilitate s-au considerat:

- veniturile generate de proiect,

iar ca ieșiri:

- costurile de operare,
- contribuția promotorului,
- rambursarea împrumuturilor și costul finanțării.

Valoarea actualizată netă financiară a capitalului propriu (VANF(K)) este suma fluxurilor nete de numerar actualizate care sunt obținute de promotorul proiectului în urma implementării proiectului de investiție.

Rata internă de rentabilitate financiară a capitalului propriu (RIRF(K)) determină randamentul pentru beneficiarii naționali (combinat pentru cei publici și privați). Chiar dacă RIRF(K) este de așteptat să fie foarte scăzut sau chiar negativ pentru investițiile publice, RIRF(K) va fi adesea pozitiv.

Indicatori	Valoare indicator Varianta 2
VANF(K)	2.960.250,04
RIRF(K)	54,73%

Tabel 17 - Indicatori de profitabilitate - Varianta 2

În cazul proiectului analizat, RIRF(K) are o valoare pozitivă mai mare decât rata de actualizare. De obicei, valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară a capitalului este mai mare decât valoarea indicatorilor de performanță financiară a proiectului.

Detaliile legate de modul de calcul al indicatorilor privind profitabilitatea capitalului se regăsesc în **Anexa A.6 – Analiza profitabilității financiare – Varianta 2.**

4.7. Analiza economică

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu și evaluează proiectul din perspectiva beneficiilor de natură economico-socială, aduse societății în dubla sa calitate, de beneficiar și cofinanțator al proiectului.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor și ieșirilor proiectului, astfel încât acestea să reflecte costul oportunității sociale.

Abordarea standard a analizei economice recomandată în Ghidul ACB, în conformitate cu practica internațională, este aceea de a trece de la analiza financiară la cea economică, începând de la calculul indicatorilor de performanță a investiției, indiferent de sursele sale financiare.

Analiza economică a fost elaborată conform Ghidului ACB și include monetizarea beneficiilor proiectului și calculul indicatorilor economici de performanță: valoarea actualizată netă economică (VANE), rata de rentabilitate economică (RIRE) și raportul beneficiu/cost (B/C).

4.7.1. Date de intrare în analiza economică

În elaborarea analizei economice, conform recomandărilor Ghidului ACB s-a ținut cont de următoarele ipoteze:

- în conformitate cu capitolul 2.3 din Vademecum s-a utilizat rata socială de actualizare de 3%. Această rată poate fi luată ca punct de referință pentru proiectele finanțate de UE în perioada 2021-2027.
- perioada de referință este de 23 de ani.
- categoriile de costuri luate în considerare în cadrul analizei economice sunt: costurile de investiție umbră (CAPEX) și costurile operaționale umbră (OPEX).
- asupra CAPEX-ului și OPEX-ului din analiza financiară au fost aplicate corecții fiscale. Valorile au fost transformate din prețuri de piață în prețuri contabile (umbră). Factorul de conversie folosit este 0,82 și a fost obținut folosind rata medie a șomajului prognozată de către Comisia Europeană pentru anul 2025 în România

(5,3%) și procentul impozitului pe veniturile salariale (o medie de 42,5%), considerând munca reflectată în cheltuieli ca fiind în procent de 40%.

- veniturile financiare au fost înlocuite cu veniturile economice obținute din beneficiile economice cuantificabile.
- externalitățile pozitive (beneficii cuantificabile) sunt exprimate în "Lei", folosind abordarea "cost salvat" și sunt economii de costuri privind emisiile de CO₂, după înlocuirea unor combustibili cu conținut ridicat de poluare, cu energie din surse regenerabile, disponibilă în urma implementării proiectului.

În tabelul de mai jos sunt prezentate datele de intrare folosite în analiza economică:

Date generale	Varianta 1	Varianta 2
CAPEX cost umbră (Lei)	1.297.992,93	1.081.306,36
OPEX incremental cost umbră (Lei)	137.760,00	272.240,00
Venituri economice (beneficii economice) (Lei)	9.934.510,62	
Perioada de referință (ani)	23	
Rata socială de actualizare (%)	3	

Tabel 10 - Identificarea proiectului

Variante analizate	CAPEX financiar (Lei) (fără cheltuieli diverse și neprevăzute)	Factor de conversie	CAPEX cost umbră (Lei)
Varianta 1	1.590.224,48	0,82	1.297.992,93
Varianta 2	1.318.666,29	0,82	1.081.306,36

Tabel 11 - CAPEX după aplicarea factorului de conversie

În tabelele de mai jos sunt prezentate valorile economice ale CAPEX și OPEX, obținute în urma aplicării corecțiilor fiscale:

Perioada de implementare	2024	2025	2026	Total investiție – valoare economică (Lei)
CAPEX valoare economică Varianta 1	32.352,17	639.571,59	626.069,17	1.297.992,93
CAPEX valoare economică Varianta 2	17.492,92	544.410,05	519.403,38	1.081.306,36

Tabel 20- Eșalonare CAPEX valoare economică

În continuare sunt prezentate cheltuielile de operare (costuri umbră) folosite în analiza economică, pentru ambele variante ale proiectului.

-Lei-

Categorii de cost	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11
Mentenanță:	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00
panouri + invertor + sistem de structură	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00
panouri + invertor + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli indirecte	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00
TOTAL OPEX - Varianta 1	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	36.408,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00

Categoria de cost Perioada de operare	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total (Lei)
	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20	
Mentenanță:	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	65.600,00
panouri + inverter + sistem de structură	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	65.600,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65.600,00
panouri + inverter + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65.600,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli indirecte	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	328,00	6.560,00
TOTAL OPEX - Varianta 1	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	36.408,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	3.608,00	137.760,00

Tabel 12 - OPEX după aplicarea corecțiilor fiscale - Varianta 1

-Lei-

Categoria de cost Perioada de operare	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11
Mentenanță:	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00
panouri + inverter + sistem de structură	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00
sistem de stocare	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	98.400,00	0,00
panouri + inverter + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	98.400,00	0,00
Cheltuieli indirecte	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00
TOTAL OPEX - Varianta 2	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	38.212,00	5.412,00	103.812,00	5.412,00

Categoria de cost Perioada de operare	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total (Lei)
	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20	
Mentenanță:	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	4.920,00	98.400,00
panouri + inverter + sistem de structură	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	3.280,00	65.600,00
sistem de stocare	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	1.640,00	32.800,00
Înlocuire sisteme:	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	164.000,00
panouri + inverter + sistem de structură	0,00	0,00	0,00	0,00	32.800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	65.600,00
sistem de stocare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	98.400,00
Cheltuieli indirecte	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	492,00	9.840,00
TOTAL OPEX - Varianta 2	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	38.212,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	5.412,00	272.240,00

Tabel 13 - OPEX după aplicarea corecțiilor fiscale - Varianta 2

4.7.2. Identificarea și calculul beneficiilor cuantificabile

În analiza acestor beneficii o deosebită atenție s-a acordat evitării dublei monetizări a beneficiilor, ținând cont de faptul că între criteriile specifice există o relație de interconținere. Monetizarea beneficiilor se bazează pe "metoda costurilor evitate", conform căreia se consideră că prin implementarea unui nou proiect se creează un potențial de evitare a unor costuri.

Beneficiile (veniturile) economice sunt obținute din costul emisiilor de gaze cu efect de seră, cost evitat în urma a înlocuirii unor combustibili cu conținut ridicat de poluare, cu energia din surse regenerabile, disponibilă după implementarea proiectului.

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 al emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂, s-a calculat folosind următoarele date:

- producția medie anuală de energie electrică conform audit energetic este de 326,64 MWh pentru ambele variante;
- producția de energie electrică se reduce în fiecare an cu 0,5%, începând din anul 2 de operare, scădere datorată degradării echipamentelor;
- factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este de 0,6119 tone CO₂/MWh, conform Ghidului solicitantului;
- prețul emisiilor CO₂ (prețuri exprimate în Euro, 2016), conform studiului "Climate Change and Major Projects" (2021) din cadrul Vademecum,

În tabelele de mai jos sunt prezentate: producția de energie electrică pentru fiecare lună calendaristică (exprimată în kWh), cantitatea de emisii de CO₂ evitată, precum și valoarea veniturilor economice (cost salvat), care sunt identice pentru ambele variante.

Producție energie electrică (kWh/lună)	Sistem de 303,6 kWp
Ianuarie	19.602,00
Februarie	21.505,00
Martie	32.169,00
Aprilie	39.613,00
Mai	43.807,00
Iunie	44.847,00
Iulie	48.008,00
August	48.781,00
Septembrie	38.348,00
Octombrie	28.210,00
Noiembrie	18.325,00
Decembrie	17.325,00
TOTAL	400.540,00

Tabel 14 - Producția anuală a energiei electrice

Perioada de operare	Preț CO ₂ (Lei/tonă)	Energie produsă (MWh)	Emisii CO ₂ (tone)	Venituri economice (Lei)
2027	988,69	400,54	245,09	242.318,03
2028	1.073,15	398,54	243,87	261.709,09
2029	1.157,61	396,54	242,65	280.894,07
2030	1.242,08	394,57	241,43	299.875,37
2031	1.381,19	392,59	240,22	331.789,46
2032	1.520,30	390,62	239,02	363.382,11
2033	1.659,41	388,66	237,82	394.640,89
2034	1.798,52	386,72	236,63	425.583,79
2035	1.937,64	384,80	235,46	456.236,71
2036	2.071,78	382,87	234,28	485.376,62
2037	2.205,93	380,97	233,11	514.224,34
2038	2.340,07	379,06	231,95	542.779,24

Perioada de operare	Preț CO2 (Lei/tonă)	Energie produsă (MWh)	Emisii CO2 (tone)	Venituri economice (Lei)
2039	2.474,21	377,17	230,79	571.022,93
2040	2.608,36	375,28	229,64	598.983,79
2041	2.742,50	373,41	228,49	626.633,83
2042	2.876,65	371,55	227,35	654.006,38
2043	3.010,79	369,69	226,22	681.100,91
2044	3.144,93	367,84	225,08	707.860,84
2045	3.279,08	366,01	223,96	734.382,76
2046	3.418,19	364,18	222,84	761.709,46
Total		7.641,62	4.675,90	9.934.510,62

Tabel 15 - Venituri economice - ambele variante

4.7.3. Indicatorii de performanță economică

În baza monetizării costurilor salvate s-au calculat indicatorii de performanță economică, așa cum sunt definiți în cadrul metodologiei.

Rata socială de actualizare se utilizează în analiza economică pentru actualizarea valorilor, în vederea calculării valorii actualizate nete economice.

Abordarea sugerată în Vademecum este aceea ca rata socială de actualizare să rămână stabilă în perioada de referință. În cele mai multe cazuri, beneficiile și costurile apar pe parcursul unui număr limitat de ani. Adică, perioada de referință este suficient de "scurtă" pentru a justifica utilizarea unei singure rate sociale de actualizare și pentru a calcula valoarea actualizată netă economică (VANE) cu o marjă de eroare neglijabilă. Doar proiectele cu impact pe termen foarte lung (de exemplu, peste 50 de ani), care implică considerente de echitate intergenerațională, ar trebui să adopte rate de actualizare în scădere.

Conform recomandărilor Vademecum, ca o chestiune de simplificare, în absența valorilor naționale, rata socială de actualizare de 3% poate fi luată ca punct de referință pentru proiectele finanțate de UE în perioada: 2021-2027, prin urmare, această rată este utilizată în cadrul analizei economice.

Performanța socio-economică generală a proiectului este măsurată prin următorii indicatori:

4.7.3.1. Valoarea actualizată netă economică (VANE)

Valoarea actualizată netă economică reprezintă valoarea totală actualizată a tuturor fluxurilor de numerar generate de proiect luând în calcul beneficiile economice cuantificate (costurile economisite/salvate), descrise mai sus, și costul economic total al proiectului (OPEX și CAPEX ajustate cu factorul de conversie).

Valoarea actualizată netă economică a unui proiect este definită drept:

$$VANE = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

Unde:

- S_t este diferența dintre beneficiile economice și costurile economice;
- a_t este factorul de actualizare socială ales pentru actualizarea în anul t ;
- i este rata socială de actualizare;
- t reprezintă perioada de referință a analizei.

Proiectul este dezirabil din punct de vedere economic atunci când VANE este pozitiv.

4.7.3.2. Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)

Rata internă de rentabilitate economică este definită drept rata de actualizare care generează VANE zero. Calculul RIRE pentru investiție măsoară capacitatea beneficiilor nete de a remunera costurile economice. Un proiect este considerat a fi economic dezirabil dacă RIRE depășește rata de actualizare socială. RIRE este un indicator cu o mare sensibilitate la perioada de timp și la momentul la care se generează beneficiile.

Acest indicator reprezintă viabilitatea economică a proiectului și reflectă abilitatea acestuia de a genera bunăstare socială mai mare decât costurile de investiție și cele operaționale.

4.7.3.3. Raportul beneficiu/cost (B/C)

Raportul beneficiu/cost reprezintă raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor economice și valoarea actualizată a costurilor economice. (A se vedea Anexa A.9 – Analiza economică: Raportul beneficiu/cost – Varianta 1 și Anexa A.10 – Analiza economică: Raportul beneficiu/cost – Varianta 2).

Acest indicator arată relația dintre costurile și beneficiile unui proiect. B/C măsoară raportul între intrări și ieșiri, și poate fi supraunitar, caz în care beneficiile sunt mai mari decât costurile, și subunitar, situație în care proiectul poate avea probleme cu fluxul de numerar.

$$B/C = \frac{\text{Beneficii economice actualizate}}{\text{Costuri economice actualizate}}$$

Modul de calcul al indicatorilor economici este prezentat în Anexa A.7 – Analiza economică – Varianta 1 și Anexa A.8 – Analiza economică – Varianta 2.

Indicatori economici	Valoare indicator Varianta 1	Valoare indicator Varianta 2
VANE (Lei)	5.598.302,27	5.711.780,00
RIRE (%)	23,26%	26,43%
B/C	5,19	5,67

Tabel 16 - Indicatori economici

4.8. Analiza de senzitivitate

Instabilitatea mediului economico-financiar caracteristic României presupune existența unei palete variate de factori de risc care pot influența, mai mult sau mai puțin, performanța previzionată a proiectului.

Analiza de senzitivitate permite determinarea variabilelor "critice" ale proiectului, respectiv a acelor variabile pentru care o variație de 1% în jurul valorii luate în calcul de proiect (parametru) determină o variație de peste 1% a indicatorilor de performanță (elasticitate supraunitară). Aceste variabile sunt cele ale căror variații, pozitive sau negative, au cel mai mare impact asupra performanței financiare și/sau economice a unui proiect.

4.8.1. Analiza de senzitivitate financiară

Analiza este realizată prin variația valorii fiecărei variabile considerate (variații pozitive și negative) și determinarea efectului acestei variații asupra indicatorilor financiari de performanță: RIRF și VANF.

Alegerea variabilelor este o problemă specifică care se tratează de la caz la caz, astfel, în cadrul analizei de senzitivitate financiară s-au luat în considerare următoarele variabile:

- costul investițional (CAPEX);
- costurile de operare (OPEX);
- veniturile din costuri evitate.

Variabile	Interval comparativ cu datele de referință specifice proiectului					
	-15%	-10%	-5%	+5%	+10%	+15%
CAPEX	-15%	-10%	-5%	+5%	+10%	+15%
OPEX	-15%	-10%	-5%	+5%	+10%	+15%
Venituri din costuri evitate	-15%	-10%	-5%	+5%	+10%	+15%

Tabel 17 - Intervale de variație ale variabilelor critice în analiza financiară

Deoarece impactul modificării variabilelor asupra indicatorilor financiari este asemănător pentru ambele variante analizate, analiza de sensibilitate financiară este prezentată doar pentru Varianta 2.

Prezentăm mai jos, în formă tabelară, variația ratei interne de rentabilitate financiară (RIRF) și a valorii actualizate nete financiare (VANF) la modificarea acestor variabile, pe intervale de variație prezentate în tabelul anterior.

Sensitivitatea indicatorilor financiari RIRF și VANF la modificarea CAPEX:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)
CAPEX -15%	25,18%	2.451.286,06	29,32%	2.632.034,03	4,13%	180.747,97
CAPEX -10%	25,18%	2.451.286,06	27,81%	2.571.784,71	2,62%	120.498,65
CAPEX -5%	25,18%	2.451.286,06	26,44%	2.511.535,38	1,25%	60.249,32
CAPEX +5%	25,18%	2.451.286,06	24,03%	2.391.036,74	-1,15%	-60.249,32
CAPEX +10%	25,18%	2.451.286,06	22,98%	2.330.787,42	-2,21%	-120.498,64
CAPEX +15%	25,18%	2.451.286,06	22,00%	2.270.538,10	-3,19%	-180.747,96

Tabel 18 - Sensitivitate RIRF și VANF în funcție de variația CAPEX - Varianta 2

Din cele prezentate în tabelul de mai sus, se poate observa că evoluția RIRF și a VANF urmează un trend invers proporțional în raport cu modificarea CAPEX. Deviațiile variază între: - 3,19% și + 4,13% în cazul RIRF, respectiv între -180.747,96 Lei și + 180.747,96 Lei, în cazul VANF.

Sensitivitatea indicatorilor financiari RIRF și VANF la modificarea OPEX:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)
OPEX -15%	25,18%	2.451.286,06	25,29%	2.474.765,11	0,11%	23.479,05
OPEX -10%	25,18%	2.451.286,06	25,26%	2.466.938,79	0,07%	15.652,73
OPEX -5%	25,18%	2.451.286,06	25,22%	2.459.112,45	0,04%	7.826,39
OPEX +5%	25,18%	2.451.286,06	25,15%	2.443.459,71	-0,04%	-7.826,35
OPEX +10%	25,18%	2.451.286,06	25,11%	2.435.633,39	-0,07%	-15.652,67
OPEX +15%	25,18%	2.451.286,06	25,07%	2.427.807,05	-0,11%	-23.479,01

Tabel 19 - Sensitivitate RIRF și VANF în funcție de variația OPEX - Varianta 2

În tabelul anterior se poate constata că evoluția RIRF și a VANF este invers proporțională în raport cu evoluția OPEX. Diferențele față de varianta de bază și varianta modificată se situează între: -0,11% și 0,11% în cazul RIRF, respectiv între: -23.479,01 Lei și +23.479,05 Lei, în cazul VANF.

Senzitivitatea indicatorilor financiari RIRF și VANF la modificarea veniturilor:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)	RIRF	VANF (Lei)
Venituri -15%	25,18%	2.451.286,06	21,38%	1.879.366,15	-3,80%	-571.919,91
Venituri -10%	25,18%	2.451.286,06	22,67%	2.070.006,13	-2,51%	-381.279,93
Venituri -5%	25,18%	2.451.286,06	23,94%	2.260.646,11	-1,25%	-190.639,95
Venituri +5%	25,18%	2.451.286,06	26,41%	2.641.926,05	1,23%	190.639,99
Venituri +10%	25,18%	2.451.286,06	27,62%	2.832.566,03	2,43%	381.279,97
Venituri +15%	25,18%	2.451.286,06	28,81%	3.023.206,00	3,63%	571.919,94

Tabel 20 - Sensitivitate RIRF și VANF în funcție de variația veniturilor - Varianta 2

În tabel se observă faptul că evoluția RIRF și a VANF este direct proporțională în raport cu evoluția veniturilor. Diferențele față de varianta de bază și varianta modificată se situează între: -3,80% și +3,63% în cazul RIRF, respectiv între: -571.919,91 Lei și +571.919,94 Lei, în cazul VANF.

4.8.2. Analiza de sensibilitate economică

În analiza de sensibilitate economică au fost identificate variabilele critice ale căror variații, pozitive sau negative, au cel mai mare impact asupra performanței economice a proiectului. Analiza este realizată prin variația fiecărui element pe rând și determinarea efectului acestei variații asupra valorii indicatorilor de performanță economică.

Au fost luați în considerare următorii parametri, identificați ca și variabile critice:

- costul investițional (CAPEX);
- costurile de operare (OPEX);
- cantitatea de energie produsă.

Prezentăm mai jos, în formă tabelară, variația RIRE și VANE la modificarea variabilelor identificate, pe intervale de variație de: $\pm 5\%$, $\pm 10\%$ și $\pm 15\%$.

Senzitivitatea indicatorilor economici RIRE și VANE la modificarea CAPEX:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)
CAPEX -15%	26,43%	5.711.780,00	29,77%	5.867.125,08	3,35%	155.345,08
CAPEX -10%	26,43%	5.711.780,00	28,55%	5.815.343,40	2,13%	103.563,40
CAPEX -5%	26,43%	5.711.780,00	27,44%	5.763.561,70	1,02%	51.781,70
CAPEX +5%	26,43%	5.711.780,00	25,49%	5.659.998,31	-0,94%	-51.781,69
CAPEX +10%	26,43%	5.711.780,00	24,62%	5.608.216,61	-1,81%	-103.563,39
CAPEX +15%	26,43%	5.711.780,00	23,81%	5.556.434,93	-2,61%	-155.345,07

Tabel 21 - Sensitivitate RIRE și VANE în funcție de variația CAPEX - Varianta 2

Din cele prezentate în tabelul anterior, se poate observa că evoluția RIRE și a VANE urmează un trend invers proporțional în raport cu modificarea CAPEX. Astfel, deviațiile față de varianta de bază variază de la -2,61% la 3,35% în cazul RIRE, respectiv între: -155.345,07Lei și +155.345,08Lei, în cazul VANE.

Senzitivitatea indicatorilor economici RIRE și VANE la modificarea OPEX:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)
OPEX -15%	26,43%	5.711.780,00	26,51%	5.740.067,53	0,08%	28.287,53
OPEX -10%	26,43%	5.711.780,00	26,48%	5.730.638,33	0,06%	18.858,33
OPEX -5%	26,43%	5.711.780,00	26,45%	5.721.209,18	0,03%	9.429,18
OPEX +5%	26,43%	5.711.780,00	26,40%	5.702.350,82	-0,03%	-9.429,18
OPEX +10%	26,43%	5.711.780,00	26,37%	5.692.921,63	-0,06%	-18.858,37
OPEX +15%	26,43%	5.711.780,00	26,34%	5.683.492,49	-0,08%	-28.287,51

Tabel 22 - Sensitivitate RIRE și VANE în funcție de variația OPEX - Varianta 2

În tabelul de mai sus se poate observa că evoluția RIRE și a VANE urmează un trend invers proporțional în raport cu modificarea OPEX. Deviațiile față de varianta de bază variază între: -0,08% și +0,08% în cazul RIRE, respectiv între: -28.287,51 Lei și +28.287,53 Lei, în cazul VANE. Prin urmare, variația OPEX-ului nu are un impact semnificativ asupra indicatorilor economici.

Senzitivitatea indicatorilor economici RIRE și VANE la modificarea cantității de energie produsă:

Indicator ce variază	Varianta de bază		După variație		Diferența	
	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)	RIRE	VANE (Lei)
Energie produsă -15%	26,43%	5.711.780,00	23,31%	4.671.479,44	-3,11%	-1.040.300,56
Energie produsă -10%	26,43%	5.711.780,00	24,37%	5.018.151,97	-2,05%	-693.628,03
Energie produsă -5%	26,43%	5.711.780,00	25,41%	5.364.824,47	-1,02%	-346.955,53
Energie produsă +5%	26,43%	5.711.780,00	27,42%	6.058.735,52	1,00%	346.955,52
Energie produsă +10%	26,43%	5.711.780,00	28,40%	6.405.408,03	1,97%	693.628,03
Energie produsă +15%	26,43%	5.711.780,00	29,36%	6.752.080,55	2,93%	1.040.300,55

Tabel 23 - Sensitivitate RIRE și VANE în funcție de variația energiei produse - Varianta 2

Din cele prezentate în tabelul de mai sus, se poate constata faptul că variația cantității de energie produsă are un impact semnificativ asupra indicatorilor calculați, fiind direct proporțională cu variația RIRE și a VANE. Diferențele față de varianta de bază și varianta modificată se situează între: -3,11% și 2,93% în cazul RIRE, și între: -1.040.300,56 Lei și +1.040.300,55 Lei, în cazul VANE.

În concluzie, indiferent de modificările apărute asupra variabilelor critice, proiectul înregistrează un RIRE mai mare decât rata socială de actualizare folosită în analiză și un VANE pozitiv, ceea ce demonstrează dezirabilitatea proiectului din punct de vedere economico-social.

CONCLUZII

Rezultatele analizelor evidențiază faptul că proiectul respectă cerințele din "Ghidul solicitantului" în ceea ce privește obținerea finanțării nerambursabile.

Astfel, se îndeplinesc criteriile de eligibilitate pentru obținerea de finanțare nerambursabilă, prin realizarea investiției propuse atingându-se obiectivul general urmărit, și anume: "Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile, prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, pentru autoconsum,

contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul "Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice" (PNIESC) și FM - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei."

În baza analizelor efectuate, pentru ambele variante, rezultă următoarele:

- ❖ Indicatorii financiari demonstrează faptul că proiectul este viabil din punct de vedere financiar, având VANF pozitiv și RIRF mai mare decât rata de actualizare utilizată la fundamentarea calculelor, capitalul investit recuperându-se integral din veniturile obținute.
- ❖ **Analiza economică**, prin indicatorii economici, arată că proiectul generează beneficii economice, având VANE pozitiv, RIRE mai mare decât rata socială de actualizare, iar raportul economic beneficii/costuri fiind supraunitar, ceea ce denotă faptul că beneficiile socio-economice ale proiectului depășesc costurile acestuia, proiectul fiind benefic și dezirabil pentru societate.

Implementarea proiectului contribuie la:

- 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) economie mai eficientă din punct 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 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din "Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030", aprobat prin H.G. nr. 1076/2021;
- d) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile;
- e) decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN), prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate.

Prin urmare, implementarea oricăreia dintre cele 2 variante propuse, contribuie la atingerea obiectivelor stabilite prin Pactul Ecologic European, la țintele stabilite în cadrul PNIESC și FM, privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii producției de energie electrică din energie solară în sectorul de energie curată și eficiență energetică.

4.9 . Surse de finanțare a investiției

Detalierea surselor de finanțare ale investiției:

TABEL 33

Nr. crt.	Surse de finanțare	Valoare(lei)	Valoare (euro)
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col. 8 din buget-tabel 1)	1.569.212,89	315.845,04
	din care TVA (col. 7 din buget-tabel 1)	250.546,60	50.429,04
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col. 6+col. 7 din buget-tabel 1)	554.453,02	111.598,14
III	Valoarea eligibilă a investiției (col. 3 din buget-tabel 1)	1.014.759,87	204.246,90
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat (col. 4 din buget-tabel 1)	536.576,39	108.000,00
2	Contribuția solicitantului (2=I-1) (col. 5+col. 6+col. 7 din buget-tabel 1)	1.032.636,50	207.845,04
2.1	Surse proprii	712.079,80	143.324,64
2.2	Credit	320.556,70	64.520,40

4.10. Valoarea grantului solicitat

TABEL 34

Valoarea grantului solicitat fara TVA ⁽³⁾ (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea grantului solicitat pe MW instalat (Euro/MW)
1=2*3	2	3
108.000	0,300	360.000,00

⁽³⁾ Valoarea grantului solicitat nu va depăși pragurile maxime prevăzute la secțiunea 1.7 din Ghidul solicitantului.

4.11. Buget – Plan anual de cheltuieli

- LEI -

TABEL 35

An ⁽⁴⁾	2023	2024	2025	2026
Cheltuieli	0	21.332,83	663.914,70	633.418,76

⁽⁴⁾ Planul anual de cheltuieli se va întocmi pentru perioada de implementare a investiției care nu va depăși data de 31.12.2026.

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

Analiza vulnerabilităților cauzate de factorii de risc cuprinde următoarele etape principale:

- Identificarea riscurilor: se va realiza în cadrul sedintelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizatorice, cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative);
- Evaluarea probabilității de apariție a riscului: riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului;
- Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor.

Considerăm în ambele scenarii aceleași riscuri și măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.

Risc	Probabilitate De apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potential de modificare ale soluției tehnice	Scăzut	asistența tehnică din partea proiectantului pe perioada executiei proiectului acoperirea cheltuielilor cu noua soluție tehnică din sumele cuprinse la cheltuielile diverse și neprevăzute, respectiv la cheltuieli aferente marjei de buget
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.)

Nerespectarea clauzelor contractuale unor contractanti/subcontractanti	Scăzut	impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc. stipularea de garanții de bună execuție și penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare motivarea personalului cuprins în echipa de proiect
Creșterea termenelor de livrare a echipamentelor datorită ofertei limitate de producție și a cererii foarte mari	Ridicat	încheierea de contracte și plasarea de comenzi pentru proiect cât de repede posibil. Contractele de achiziție trebuie să prevadă perceperea de penalități în situația depășirii termenului de livrare contractual. urmărirea îndeaproape a statusului comenzilor și păstrarea unei relații strânse cu furnizorii
Riscuri financiare și economice		
Capacitatea insuficientă de finanțare și cofinanțare la timp a investiției	Mediu	contractare linie de credit în concordanță cu bugetul integral necesar realizării proiectului
Creșterea inflației	Mediu	realizarea bugetului în funcție de prețurile existente pe piață cheltuielile generate de creșterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu în cadrul cheltuielilor aferente marjei de proiect
Creșterea prețului panourilor solare	Ridicat	încheierea de contracte și plasarea de comenzi pentru proiect cât de repede posibil în contractul de achiziție se vor introduce clauze de garanție extensă și clauze de service post garanție
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: condițiile de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	planificare corespunzătoare a lucrărilor alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile climatice
Riscurile de accidente majore și/sau dezastre relevante pentru proiectul în cauză, inclusiv cele cauzate de	Mediu	alimentarea cu carburanți a utilajelor și mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizându-se distribuție sau prin

schimbarile climatice, conform informatiilor stiintifice		unități specializate autorizate si tehnologiile utilizate ce conduc la un risc de accident minor
Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminarii apei sau a poluarii atmosferice	Scăzut	Incheierea de polite de asigurare de viata managementul propus prin proiect privind colectarea si evacuarea apelor uzate menajere, generate in timpul realizarii proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoare conduc la un risc minor

Riscul de operare

Risc operational - Costuri de operare și mentenanță, in ipoteza in care costurile de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate la nivelul centralei.

Masuri de prevenire: Monitorizarea de către beneficiar a factorilor ce pot conduce la creșterea costurilor de exploatare și întreprinderea măsurilor necesare și posibile de reducere a acestora.

Pentru prevenirea apariției riscului de operare ce implică costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate se va realiza, fie prin angajarea/asigurarea serviciilor de operare cu personal specializat, instruit si coordonat corespunzător, fie prin alegerea unor operatori specializați contractați să asigure și să garanteze disponibilitatea și eficiența centralei fotoelectrice în funcționare. De asemenea se recomandă încheierea unui polite de asigurare de răspundere civilă a prestatorului de servicii de mentenanță și operare.

Riscul tehnologic - Nerespectarea producției estimate de energie electrică.

Masuri de prevenire: Principalele cauze ale nerespectării volumului de producție estimat se referă la incidente neprevăzute care vor afecta disponibilitatea centralei fotovoltaice. Pentru a preveni pierderile de producție din incidente neprevăzute și necontrolabile, se recomandă încheierea unei asigurari de tip 'property all risks', contractarea polițelor de asigurare fiind recomandată pentru toate categoriile de risc asigurabil: asigurarea activelor, a răspunderii prestatorilor de servicii, a angajaților, a managementului și a pierderilor de profit (business interruption).

Risc politic - Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei.

Masuri de prevenire: Monitorizarea și prevenirea apariției unor astfel de acțiuni.

Risc legislativ - Factori politici sau de reglementare care afectează piața de energie, respective veniturile societății

Măsuri de prevenire: Dezbaterea și urmărirea strategiilor energetice europene, naționale și locale și a strategiei tarifare la nivelul factorilor de decizie politică. Strategia tarifară, inclusiv stabilirea măsurilor de menținere a unui tarif sustenabil pentru proiect și suportabil pentru populație.

➤ **Analiza sensibilității**

Nu este cazul. În conformitate cu prevederile HG 907/2016, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr.500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, pentru punctele 4.7. Analiza economică și 4.8 Analiza de sensibilitate din conținutul-cadru al Studiului de fezabilitate se elaborează analiza cost-eficacitate.

➤ **Evaluarea expunerii la schimbările climatice**

Având în vedere hazardele climatice la care proiectului este sensibil, în cadrul SF s-a realizat evaluarea expunerii proiectului la fenomenele date de efectele schimbărilor climatice curente și viitoare în zona în care acesta va fi amplasat.

Evaluarea expunerii s-a realizat funcție de poziția geografică în raport cu fenomenele climatice cu potențial de risc, frecvența și intensitatea acestora.

Evaluarea expunerii lucrărilor propuse prin proiect la schimbările climatice s-a realizat utilizând o scală în patru trepte: expunere 0 – fără expunere, expunere scăzută, expunere medie și expunere ridicată, aceasta fiind prezentată în tabelul de mai jos.

Scara de evaluare a expunerii lucrărilor propuse la schimbările climatice și riscurilor asociate acestora

Expunere 0	Nu exista hazarde în zona de amplasare a proiectului, nici în prezent și nici preconizat
Expunere scăzută	Expunere scăzută (actuală sau viitoare) a amplasamentului proiectului la riscurile climatice: - probabilitatea de apariție a inundațiilor mai mică de 1 la 100 ani, - temperaturi ridicate (mai mari de 30 ° C) înregistrate mai puțin de 5 zile/an, - creșterea nivelului mării cu 20 cm, - mai puțin de 5 furtuni/an
Expunere medie	Expunere medie (actuală sau viitoare) a amplasamentului proiectului la riscurile climatice: - probabilitatea de apariție a inundațiilor între 1 la 75 ani și 1 la 100 ani, - temperaturi ridicate (mai mari de 30 ° C) înregistrate mai mult de 5 zile/an, - creșterea nivelului mării cu 20 – 50 cm, - 5 – 10 furtuni/an.
Expunere ridicată	Expunere mare (actuală sau viitoare) a amplasamentului proiectului la riscurile climatice: - niveluri de precipitații (acum sau în viitor) care duc la probabilitatea de inundații de mai mult de o dată la 75 de ani (probabilitate anuală 1,3%); - temperaturi ridicate (mai mari de 30 ° C) mai mult de 10 zile pe an; - 10 apariții de furtuni pe an. Expunere ridicată (actuală sau viitoare) a amplasamentului proiectului la riscurile climatice: - probabilitatea de apariție a inundațiilor cu frecvență ridicată (mai mult de 1 la 75 ani), - temperaturi ridicate (mai mari de 30 ° C) înregistrate mai mult de 10 zile/ an, - creșterea nivelului mării mai mult de 50 cm, - peste 10 furtuni/an.

➤ Evaluarea vulnerabilității

Analiza vulnerabilității, s-a realizat în cazul în care s-a evaluat că există o sensibilitate ridicată sau medie a proiectului față de o anumită variabilă climatică sau efect secundar (hazard), în funcție de localizarea și de expunerea acestuia.

Vulnerabilitatea reprezintă rezultatul multiplicării sensibilității proiectului cu probabilitatea de expunere la hazardele climatice identificate.



Matricea de clasificare a vulnerabilității

		Expunere			
		Fără	Scăzută	Medie	Ridică
Senzitivitate	Fără				
	Scăzută				
	Medie				
	Ridică				

Legenda :

Vulnerabilitate	Fără	Scăzută	Medie	Ridică
-----------------	------	---------	-------	--------

Având în vedere că impactul în condițiile climatice viitoare se agravează sau rămâne constant față de situația climatică curentă și luând în considerare durata de viață a proiectului, de 30 ani, s-a întocmit matricea vulnerabilității având în vedere condițiile climatice actuale și viitoare.

Matricea vulnerabilității proiectului în raport cu variabilele climatice

Risc climatic/Hazard	Senzitivitate generală	Expunerea actuală	Vulnerabilitatea actuală	Expunerea viitoare	Vulnerabilitatea viitoare
Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)					
Stresul termic					
Variabilitatea temperaturii					
Topirea permafrostului					
Val de căldură					
Val de frig/îngheț					
Incendiu forestier					
Schimbarea regimului vântului					
Ciclone, uragane, taifun					

Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)					
Tornadă					
Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)					
Precipitații sau variabilitate hidrologică					
Acidificarea oceanelor					
Intruziunea salină					
Creșterea nivelului mării					
Stresul hidric					
Secetă					
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)					
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)					
Golirea bruscă a lacurilor glaciare					
Eroziunea costieră					
Degradarea solului					
Eroziunea solului					
Avalanșă					
Alunecare de teren					
Subsidență					

Concluzii:

Conform analizei de vulnerabilitate, variabilele climatice care ar putea genera o vulnerabilitate scăzută și medie, atât în prezent cât și în viitor, este reprezentată de variabilitatea temperaturii, valuri de căldură, valuri de frig/îngheț, furtună (în special viscol), schimbarea regimului precipitațiilor, secetă, inundații.

Nu s-a identificat o vulnerabilitate ridicată față de riscurile climatice ale componentelor, operațiunilor și interdependențelor proiectului

Pentru vulnerabilitățile identificate se vor prevedea încă din faza de proiectare, măsuri specifice de adaptare și ameliorare a efectelor pe care le au sau le pot avea schimbările climatice și hazardele asociate acestora asupra lucrărilor, în scopul de a minimiza pe cât posibil, efectele adverse provocate de acestea asupra lucrărilor proiectate.

Având în vedere vulnerabilitatea proiectului la schimbările climatice, precum și măsurile de minimizare a posibilelor efecte negative asupra obiectivelor investiției ce vor fi adoptate din faza de proiectare, nu a fost necesară o evaluare a riscului.

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

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

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

Se recomandă alegerea Variantei 2 constructivă (panourile fotovoltaice montate pe structura fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 25° față de orizontală) din următoarele considerente:

- costul de execuție al structurii de susținere tip tracker propus în Varianta 1 este mai ridicat decât cel al structurii fixe;

- costul de întreținere a sistemelor tracker pe perioada de exploatare a parcului fotovoltaic este mai ridicat, având în vedere faptul că sistemul tracker prezintă un mecanism electronic, care asigură rotirea panourilor de la E-V pe parcursul unei zile.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

EUROSANTIS SRL dorește realizarea unei capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice și unitate de stocare, într-o locație din municipiul Constanța, județul Constanța, cu ajutorul cărora să se asigure parțial necesarul de consum electroenergetic al companiei:

Nr. crt.	Locație	UAT	CF	Suprafață CF [mp]	Suprafață folosită pentru instalația fotovoltaică [mp]
1	Hotel Agora (fost Romanta, localitatea Neptun)	Municipiul Mangalia	111495 corp C1	1835	1835

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

EUROSANTIS SRL dorește realizarea unei capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice și stocare într-o locație din municipiul Constanța, județul Constanța, cu ajutorul cărora să se asigure parțial necesarul de consum electroenergetic al comunei:

Nr. crt.	Locație	Putere instalată invertor [kW]	Putere instalată panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta, localitatea Neptun)	300	303,6	552

O capacitatea de stocare a acumulatorilor de 65 kWh

În varianta recomandată, Varianta 2 de realizare a investiției se propune să se realizeze ca panourile fotovoltaice să fie montate pe o structură fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 35° față de orizontală.

Construcțiile necesare, pentru instalația solară ce se va realiza trebuie să îndeplinescă atât o serie de condiții tehnice cât și anumite caracteristici în ceea ce privește structura instalației, pentru a fi perfect funcționale.

Construcția efectivă se va baza pe o serie de amenajări ale suprafeței utilizate (curățarea, urficarea, nivelarea și mișcarea terenului de amplasare a instalației), escavări de șanțuri și canale (pentru amplasarea structurii susținătoare a modulelor, pentru invertoare, contoare și transformatoare montarea și fixarea elementelor instalației precum și realizarea instalațiilor și rețelelor electrice necesare.

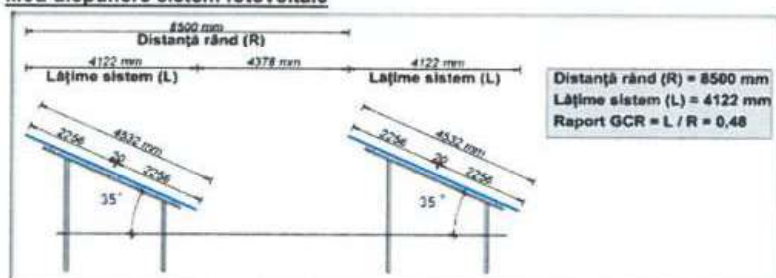
Condițiile tehnice ale construcțiilor se rezumă la durabilitatea acestora, rezistența la foc, rezistența și stabilitatea lor în timp, condițiile fizice de exploatare, condițiile de ordin arhitectural și condițiile economico-organizatorice.

Construcțiile întreprinse prezintă o durabilitate mare datorită modului în care vor fi proiectate și executate și datorită condițiilor viitoare de exploatare și întreținere.

Construcțiile instalației vor ține cont în special de modul de poziționare a structurii panourilor și a elementelor conexe, astfel încât poziționarea acestora să nu împiedice sub nici o formă captarea unei radiații cât mai mari.

Pentru captarea unei radiații cât mai mari și pentru a evita toate umbrele posibile, structura cu panouri va fi realizată astfel încât să fie menținută o distanță minimă de 8,50 m între rândurile de panouri solare. Modul de dispunere a rândurilor de panouri este prezentat în figura de mai jos:

Mod dispunere sistem fotovoltaic



Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară ține cont de foarte mulți factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului locației și factori meteorologici ca acoperirea cu nori, albedo, atenuarea radiației solare la traversarea atmosferei (linke turbidity). Un factor foarte important în funcționarea celulelor fotovoltaice, ce nu este considerat într-un mod corespunzător, este temperatura acestora. Producătorii de panouri fotovoltaice oferă o caracterizare a acestora ce include puterea nominală în condiții de test standard (STC – standard test conditions) care sunt o temperatură a celulelor fotovoltaice componente de 25 °C, un spectru al radiației incidente AM (air mass) 1.5 și o iradianță de 1000 W/m². Producătorii de panouri fotovoltaice folosesc coeficienți de caracterizare termică a producției de energie electrică pentru a oferi posibilitatea evaluării acestora în condiții diferite de cele standard. Coeficientul cel mai important este α_P . Pentru tehnologia de fabricare bazată pe siliciu cristalin (mono sau policristalin), acest coeficient are o valoare de aproximativ $\alpha_P = -0.47\%$ ceea ce se traduce prin faptul că la o temperatură a panourilor cu 1 °C peste STC, se înregistrează o scădere a puterii produse cu 0.47%. Acesta este valabil atât pentru temperaturile de peste, cât și sub 25 °C.

Condițiile de funcționare ale unei instalații nu pot fi identice cu cele standard de testare a panourilor fotovoltaice și nici complet identice cu cele luate în considerare de modelul de evaluare folosit. În consecință, se justifică o analiză a ipotezelor modelului de evaluare și eventual adaptarea lui la condițiile concrete ale locației alese. Un parametru important al condițiilor specifice locației este viteza vântului care, în această zonă, are o medie multianuală de aproximativ 5 m/s. Acesta ajută la o mai bună răcire a panourilor fotovoltaice și implică o productivitate mai mare.

Pentru această variantă propusă de montare a panourilor pe o structură fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 25° față de orizontală în urma realizării unei analize PVsyst (soft specializat în calculul sistemelor fotovoltaice) au reieșit următoarele rezultate:

Productivitatea energetică specifică:	
[kW/kWp/an] P50	1.258
[kW/kWp/an] P90	1.229
[kW/kWp/an] P95	1.221

Valoarea productivității specifice are o semnificație deosebită fiind o măsură a productivității instalației și este totodată egală cu „durata de utilizare anuală a puterii instalate”, fiind exprimată în kWh/kWp (kilowati ora energie electrică produsă pe kilowat putere instalată). Valorile P50-P90 reprezintă diferite niveluri de producție, pentru care probabilitatea ca producția unui anumit an să depășească această valoare este de 50%, respectiv 90%.

Productia normalizată în cursul unui an (per kWp instalat)

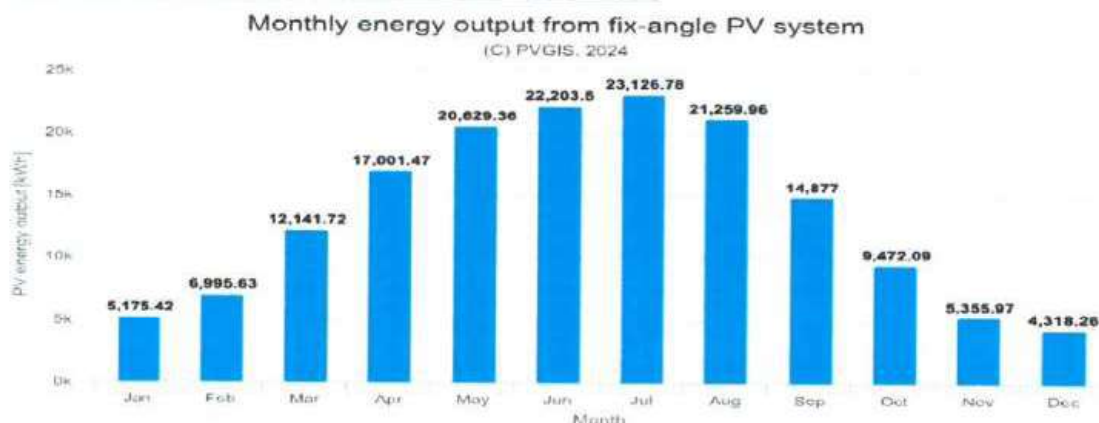


Figura 5.1.3.a Energia lunară generată de sistemul de panouri fotovoltaice propus, orientarea E

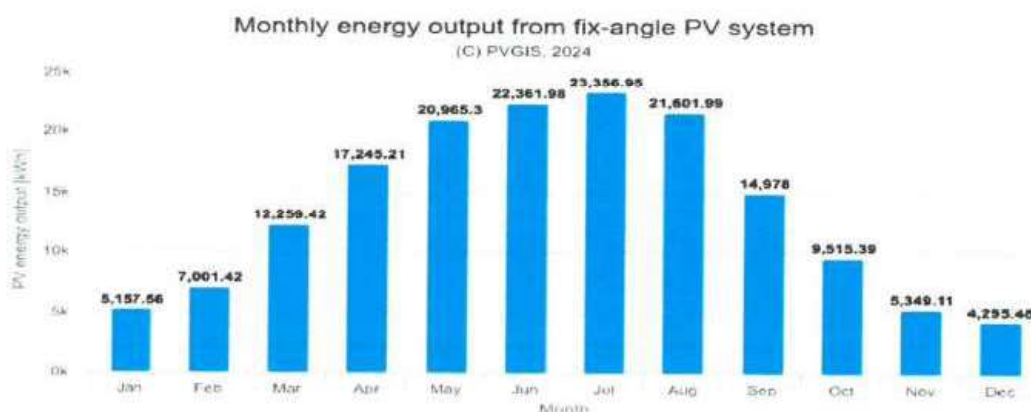
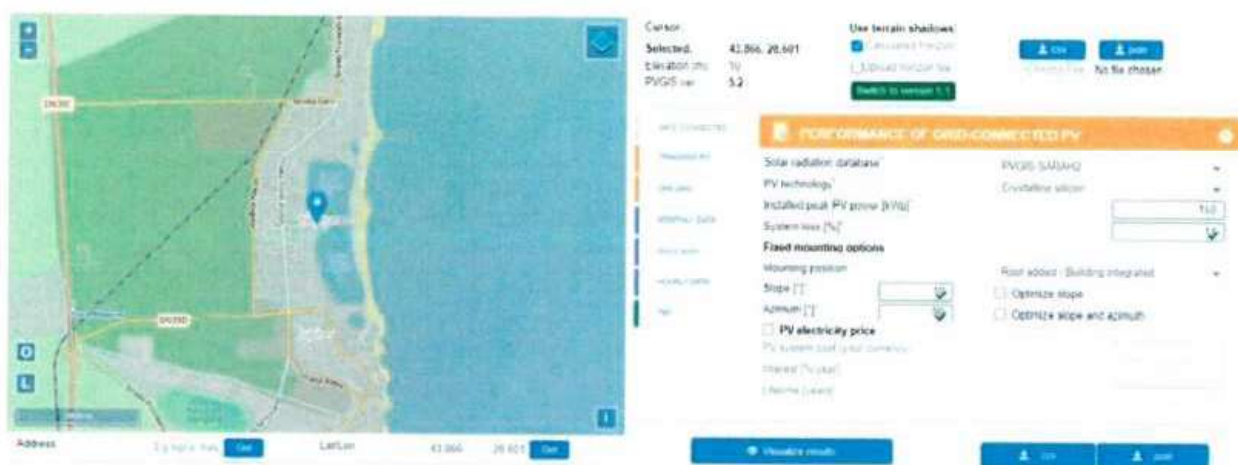


Figura 5.1.3.b Energia lunară generată de sistemul de panouri fotovoltaice propus, orientarea V

Bilanțul și principalele rezultate

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866, 26.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 150 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: -90 °
 Yearly PV energy production: 162557.17 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1415.59 kWh/m²
 Year-to-year variability: 6631.78 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.67 %
 Spectral effects: 0.9 %
 Temperature and low irradiance: -8.42 %
 Total loss: -23.44 %

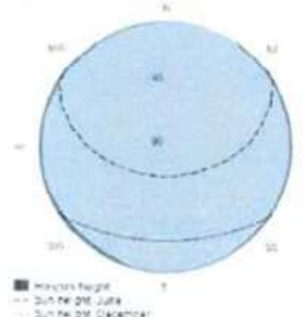
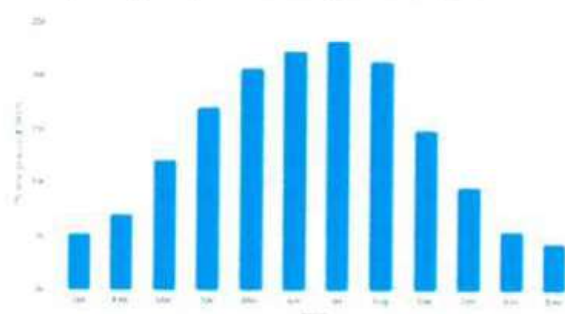
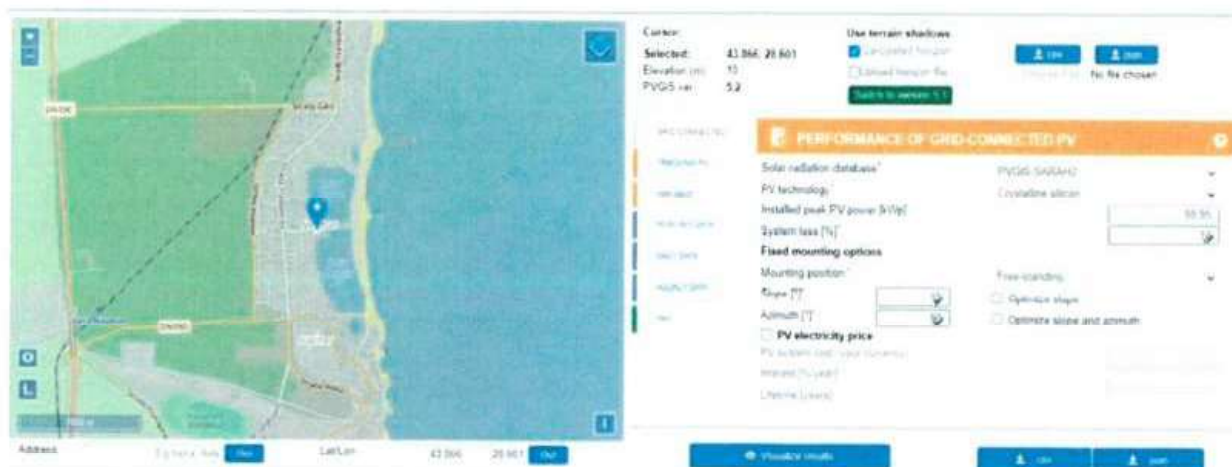
Outline of horizon at chosen location:**Monthly energy output from fix-angle PV system:****Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**

Figura 5.1.2.a Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare E



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

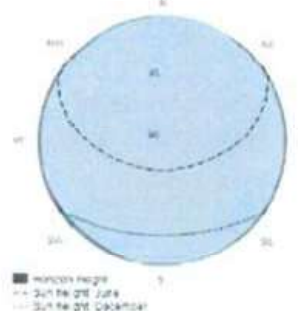
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 43.866, 28.601
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 59.95 kWp
 System loss: 14 %

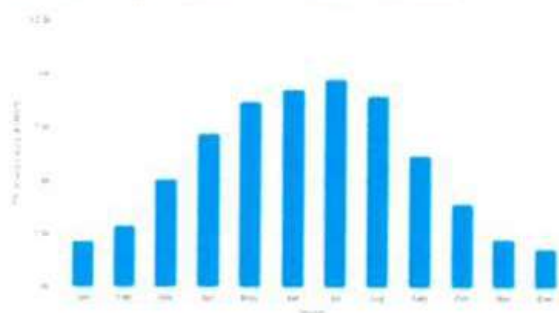
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
 Azimuth angle: 90 °
 Yearly PV energy production: 67659.62 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1429 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2481.34 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.65 %
 Spectral effects: 0.89 %
 Temperature and low irradiance: -5.53 %
 Total loss: -21.02 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Figura 5.1.2.b Estimarea energiei anuale generate de sistemul de panouri fotovoltaice propus spre implementare, orientare V

În funcție de puterea instalată și de productivitatea energetică specifică pentru fiecare locație în parte, în Varianta 2 avem următoarele rezultate:

Nr. crt.	Locație	Putere instalată invertere [kW]	Putere instalată panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	300	303,6	552

Capacitatea de stocare a acumulatorilor de 400 kWh

Principalele echipamente și lucrări pentru investiția de bază

1. Panouri (module) fotovoltaice;
2. Invertere;
3. Unitate de stocare
4. Cablu solar de interconectare a modulelor între ele și cu cutiile de monitorizare și interconectare;
5. Structura de susținere a panourilor fotovoltaice;
6. Cuii de monitorizare și interconectare;
7. Control Management
8. Cabluri de putere pentru interconectarea cutiilor de monitorizare și interconectare la invertere;
9. Cabluri de date pentru interconectarea cutiilor de monitorizare și interconectare la invertere;
10. Cabluri de putere de joasă tensiune pentru interconectarea inverteurelor la punctul comun de control, măsură și conectare deconectare.
11. Punct comun de control, măsură și conectare deconectare.

Panouri fotovoltaice

- Puterea nominală este de 550W;
- Tehnologia de fabricare este siliciu monocristalin;
- Toleranța puterii nominale de -0 / +5 W;
- Eficiență 21,1%;
- Condiții standard de testare (STC): radiație solară 1000 W/m², masă aerului AM 1,5, temperatura celulei 25°C;
- Panourile sunt tratate antireflectiv pe suprafața superioară;
- Ratingul de performanță este de peste 90%;
- Nivelul de emisii de CO₂ sunt minime în procesul de producție;
- Rezistă la evenimente seismice conform "cod de proiectare seismică P100-1/2006";
- Rezistă la vânturi extreme conform STAS 10101/20-90 "Încărcări date de vânt";
- Rezistă la încărcări de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 "Încărcări date de zăpadă";
- Prezintă găuri de montare și împănare în ramă pentru sistem dublu de montare;
- Rama are perete dublu și rezistență înaltă;
- Încărcarea statică maximă pe partea din față este 5.400Pa;
- Încărcarea statică maximă pe partea din spate este 2.400Pa;
- Garanția panourilor este ca la 15 ani de funcționare este 90,3% din puterea nominală și la 25 ani de funcționare este 84,8% din puterea nominală.

Invertoare

Invertoarele au următoarele specificații:

- Puterea activă AC nominală este 60 -100 kW;
- Eficiența este de 98,8%;
- Protecția invertoarelor este de IP66;
- Tensiunea maximă de intrare este de 1.100 V;
- Dimensiuni 1.035 x 700 x 365 mm;
- Greutate 90 kg;
- Interval de temperatură de funcționare -25°C ~ 60°C;
- Consumul de energie pe timp de noapte <3,5 W;
- Oferă variante de comunicare și transmisie de date pentru monitorizare la distanță;
- Permite deconectarea de la punctul de racordare de la distanță;
- Permite oprirea și repomirea de la distanță;
- Permite reducerea puterii maxime produse prin comandă la distanță;
- Control și monitorizare a sistemului de la distanță;
- Flexibil în folosire;
- Comunicare pe interfețe RS232, RS422, RS485 sau Ethernet;

Unitate de stocare

- Rack acumulatori 65 kWh ESS;
- Tensiune nominala (monofazat): 360V;
- Tensiune nominala (trifazat): 600V;
- Comunicare CAN, RS485;
- LiFePO4
- Dimensiuni: 2570mm x 2135mm x 1200mm;
- Masa: 1130kg/2170;
- Garantie 10 ani.

Structura de susținere panouri fotovoltaice

Structura de susținere a panourilor fotovoltaice are următoarele specificații:

- Permite unghiuri de orientare și înclinare și distanță față de sol optime;
- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante ușoare și regimuri de vânt de peste 40 m/s;
- Prezintă întăriri diagonale;
- Ușor de instalat fără training special;
- Prezintă documentație a design-ului și rapoarte de testare;
- Capabilă să reziste evenimentelor seismice conform "cod de proiectare seismică P100-1/2006;
- Capabilă să reziste vânturilor extreme conform STAS 10101/20-90 "Încărcări date de vânt";
- Capabilă să reziste încărcărilor de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 "Încărcări date de zăpadă";

Control Management

Asigura gestiunea activelor(echipamentelor) din punctul de vedere al locației, utilizatorului, stării funcționale, componenței, operațiilor de întreținere proactive planificate și reactiva, integrat cu sistemul de gestiune a defectiunilor și incidentelor.

Aplicatia optimizeaza colaborarea intre utilizatori, serviciile de suport, furnizori interni si externi de servicii si va fi un mijloc de comunicare rapida si eficienta între toate persoanele implicate în procesul de gestiune si evidenta a activelor, precum si a incidentelor/schimarilor asociate, un mijloc de publicare a informatiilor asociate fiecărui activ(echipament), cereri de suport și acțiuni efectuate.

Aplicatia gestioneaza toate activitatile legate de Asset Management, cererile de suport adresate de către Utilizatori echipei de suport și implicit, eventualele probleme/defecte, apărute în exploatare.

Aplicatia inregistreaza, urmareste si raporteaza planificarea activitatilor de mentenanta preventiva si corectiva.

- Soluția va fi integrată cu soluțiile de management si monitorizare a echipamentelor (SCADA, PLC).
- Soluția va permite diverse integrări. Integrările minimale sunt reprezentate de importul de asset-uri și deschiderea automată de incidente prin API/servicii web;
- Soluția ofera o consolă de administrare web care să fie folosită pentru configurarea și suportul aplicației;
- Soluția are un modul de sincronizare cu Microsoft Active Directory/OAuth, LDAP sau echivalent, care permite autentificarea utilizatorilor in aplicatie folosind infrastructura de autentificare existenta;
- Soluția permite în mod automat notificarea utilizatorilor prin e-mail, folosind protocolul SMTP;
- Soluția permite în mod automat notificarea utilizatorilor prin SMS, folosind un API pus la dispozitie de furnizorul de SMS;
- Soluția va fi integrată cu orice sistem de mail folosind protocolul IMAP sau POP3, astfel mailurile primite pe o adresă de email să poată fi procesate și transformate pe bază unor reguli flexibile în solicitări;
- Soluția suporta instalarea într-o arhitectură redundantă care să fie asigurată de componentele aplicației;
- Soluția are o arhitectură scalabilă, componentele sale putând fi instalate pe servere diferite pentru a asigura un nivel de performanță ridicat. Soluția trebuie să permita functionarea in arhitecturi hardware/software ce dispun de mecanisme de load balancing care să distribuie accesul utilizatorilor în aplicație;
- Soluția suporta autentificarea utilizatorilor prin intergarea cu Active Directory/LDAP/Oauth sau echivalent și să dispună și de mecanisme proprii de autentificare pentru utilizatorii care nu sunt în AD;
- Soluția dispune de mecanisme de securizare a accesului utilizatorilor la datele din aplicatie prin definirea de roluri cu nivele de acces diferite si permisiuni independente pe roluri. Soluția trebuie să permită definirea unui număr nelimitat de roluri în aplicație.
- Soluția este accesibila prin intermediul unui browser instalat pe telefon, tableta sau laptop, folosind o conexiune de date minim 3G.
- Soluția nu permite stergerea niciunui element sau actiune dupa ce acesta a fost inregistrat.

d) probe tehnologice și teste.

Se va realiza un program de urmărire a calității lucrărilor ascunse pe perioada de execuție a lucrărilor recepția realizându-se dupa verificarea parametrilor tehnici cuprinși în proiectul tehnic.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

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

Varianta 1

Valoarea totală a investiției (inclusiv TVA): - 1.892.367,15 lei
 Din care C+M (inclusiv TVA) : - 347.778,50 lei
 Valoarea totală a investiției (fără TVA): - 1.590.224,48 lei
 Din care C+M (fără TVA) : - 292.250,84 lei

Varianta 2

Valoarea totală a investiției (inclusiv TVA): - 1.569.212,89 lei
 Din care C+M (inclusiv TVA) : - 290.126,55 lei
 Valoarea totală a investiției (fără TVA): - 1.318.666,29 lei
 Din care C+M (fără TVA) : - 243.803,82 lei

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

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură	Valori
Indicatorul I.1	Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile [Sistemul propus este format din 209 panouri fotovoltaice de 575 W]	MW	0.30
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră [Calculat $11 \times 1512 \text{ h}$ (6 h/zi $\times 30 \text{ zile} \times 12 \text{ luni} \times 70\%$); Factorul de emisii de CO ₂ mediu ponderat național al ANRE este 0,6119 tone CO ₂ /MWh.]	Echivalent tone de CO ₂	199.87
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	MWh/an	326.64
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile	MWh	6532.90
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse	%	100.00
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei [Calculat ca $13 / (11 \times 8760 \text{ h}) \times 100$]	%	12.43

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

Valoarea capitolului 4 -Cheltuieli pentru investiția de baza, conform devizului general, exprimat în lei cu TVA este:

Investiția aferentă capacității de producere de energie electrică	1.014.759,87
Investiția aferentă stocării energiei electrice	204.259,23
Total	1.219.018,11

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

Durata de realizarea a investiției este de 12 luni, din care executia 6 luni.

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

5.5.1. Cerința "A1,, – Rezistența mecanică și stabilitate pentru construcții cu structura de rezistență din beton, beton armat, zidărie, lemn pentru construcții:

-Nu este cazul

5.5.2. Cerința A2- Rezistența mecanică și stabilitate pentru construcții cu structura de rezistență din metal, lemn și alte materiale compozite:

Structura metalica de fixare a panourilor este modulara realizata din otel zincat. Profilele folosite corespund normelor NEN10147, având o rezistență ridicată la factorii externi de coroziune. Structura metalica de susținere a panourilor va fi montată pe pilonii realizați tot din otel zincat. Piloni vor fi fixați prin batere în pământ până la o cota de maxim 2 m.

5.5.3. Cerința Af – Rezistența mecanică și stabilitatea masivelor de pământ, a terenului de fundare și a interacțiunii cu structurile îngropate

-Nu este cazul

5.5.4. Cerința "B,, – (siguranța în exploatare pentru construcții)

SIGURANȚA CIRCULAȚIEI ÎN PLAN

-Nu este cazul

SIGURANȚA CU PRIVIRE LA LUCRĂRILE DE ÎNTREȚINERE

Panourile fotovoltaice sunt compuse din mai multe celule fotovoltaice legate între ele astfel ca la bornele acestora să rezulte o anumită tensiune, în principiu panourile fotovoltaice realizează conversia directă a luminii în energie electrică la nivel atomic. În aceste parcuri fotovoltaice sau câmpuri solare găsim mai multe panouri fotovoltaice legate între ele mecanic în platforme, respectiv electric în string-uri pentru a ajunge la o anumită tensiune de alimentare a convertoarelor. Scopul Serviciilor de Întreținere Parcuri Fotovoltaice este de a menține performanța la un nivel optim pentru asigurarea maximului de productivitate a centralelor fotovoltaice, astfel încât să obținem cifra economică maximă. O întreținere constantă a centralei PV garantează funcționarea eficientă și evaluarea posibilelor probleme apărute. Pentru asigurarea unei bune funcționări, întreținerea instalației este realizată în concordanță cu serviciile de execuție prestabilite, pentru a evalua fiecare etapă în conformitate cu proiectul sistemului.

Întreținerea panourilor fotovoltaice se realizează în următoarele etape:

- diagnoză și verificare;
- eliminarea impurităților;
- analiza de randament;
- verificarea capacității de producție a centralei;
- planificarea de intervenție și remedierea efectivă a sistemului;
- securizarea sitului;
- raport final de intervenție și monitorizare

5.5.5. Cerința "C,, – (securitatea la incendiu)

Nu este cazul

5.5.6. Cerința "D,, – (igienă, sănătatea oamenilor, refacerea și protecția mediului)**D1. Concentrația de substanțe poluante**

Prin realizarea investiției va crește valorificarea potențialului energetic solar pentru producerea energiei regenerabile, prin implementarea unei capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice. Astfel fiecare MWh produs prin sursă fotovoltaică permite evitarea răspândirii în atmosferă a 0,33 tone CO₂ (gaz responsabil pentru efectul de seră), rezultate din producerea unui MWh prin metoda tradițională termoelectrică.

D2. Dotarea cu sisteme de alimentare cu apă potabilă și menajeră.

Amplasamentele studiate sunt deja racordate la rețelele utilitare existente în zonă, deoarece EUROSANTIS SRL are deja în exploatare obiective de investiții pe acestea.

D3. Igiena higrotermică a mediului interior.

- Nu este cazul

D4. Insorirea.

Fenomenul fotovoltaic este fenomenul de conversie a luminii în electricitate, respectiv a energiei fotonilor în energie electrică. Cu alte cuvinte înseamnă conversia luminii în curent electric. Toate formele radiației solare, directă, difuză și reflectată de sol, contribuie la proces. Acest proces are loc la nivelul celulei fotovoltaice (solare) ce poate fi, în funcție de structura materialului și tehnologia de fabricare folosite, amorfa, policristalina sau monocristalina. De cele mai multe ori acest material este siliciul. Panourile solare (numite și fotovoltaice pentru a le diferenția de cele termice) constau din mai multe celule fotovoltaice, conectate electric și de obicei închise ermetic între o foaie de sticlă și una de tedlar și montate într-o ramă de aluminiu extrudat.

Panourile Foto-Voltaice (PV) sunt construite dintr-un număr de celule solare inseriate și montate sub forma de panouri pentru a fi ușor manipulate și conectate. Celulele solare conțin o (sau mai multe) joncțiune P-N construită din materiale semiconductoare dopate corespunzător și care expusă la radiația solară, în urma efectului fotovoltaic prin care fotonul absorbit scoate un electron din banda energetică de valență (starea legată cristalină) și-l promovează în banda energetică de conducție creând o pereche electron-gol și o diferență de potențial, devine o sursă de energie electrică cu o tensiune de ~0.55V și un curent care depinde de suprafața joncțiunii (celulei solare) și alți factori. Curentul produs scade cu creșterea temperaturii și crește cu iradianța și suprafața celulei fotovoltaice (mai mulți fotoni produc mai multe perechi electron-gol).

D5. Iluminatul.

În cadrul investiției se va realiza un sistem de iluminat perimetral.

D6. Igiena acustică a mediului interior**Etapă de construire**

Procesele tehnologice de execuție a parcului fotovoltaic implică folosirea unor utilaje cu funcții specifice, care determină apariția a două categorii de surse de zgomot: – zgomotul din fronturile de lucru, produs de funcționarea utilajelor de

construcții (utilizate la realizarea săpăturilor, etc); – circulația vehiculelor grele care transportă materialele necesare execuției lucrărilor și părților componente ale panourilor fotovoltaice. Aprecierea poluării fonice în zona frontului de lucru este dificil de realizat, având în vedere multitudinea factorilor externi implicați în propagarea zgomotului (fenomene meteorologice și în particular viteza și direcția vântului, gradientul de temperatură și de vânt, absorbția undelor acustice de către sol, fenomen denumit "efect de sol", absorbția în aer, presiunea, temperatura, umiditatea relativă, componenta spectrală a zgomotului, topografia terenului, vegetația). Cu toate acestea, pornind de la valorile nivelurilor de putere acustică ale principalelor utilaje ce vor fi folosite și de la numărul acestora, se pot face unele aprecieri referitoare la nivelurile de zgomot și distanțele la care acestea se înregistrează, constatându-se că pe anumite sectoare și perioade de timp, nivelurile de zgomot ar putea atinge valori semnificative, fără însă a depăși 85 dB (A) pentru perioade mai mari de 10 ore. În ceea ce privește receptorii sensibili, respectiv cele mai apropiate locuințe, trebuie menționat faptul că disconfortul generat de organizarea de șantier va fi relativ redus, având în vedere că lucrările se desfășoară în afara zonei locuite. A doua sursă de zgomot pe perioada construcției o va constitui circulația mijloacelor de transport. Datorită faptului că principalul drum de acces pe amplasament nu tranzitează zona de locuințe a comunei, această sursă de zgomot nu va genera disconfort populației.

Etapă de funcționare

Activitatea de captare a radiației solare cu ajutorul panourilor fotovoltaice nu este generatoare de zgomot și vibrații, singura sursă de zgomot pe durata funcționării parcului fotovoltaic o reprezintă traficul rutier spre amplasament determinat de operațiunile de mentenanță a instalațiilor și stația de transformare.

D7. Calitatea finisajelor

- Nu este cazul

D8. Igiena evacuării apelor uzate

Apa menajeră va fi evacuată într-o fosă septică complet vidanabilă, care va fi golită periodic de către o firmă atestată pe baza unui contract.

D9. Igiena evacuării deșeurilor și a gunoaielor

Etapă de construcție

Deșeurile rezultate ca urmare a desfășurării activităților de construcție vor fi depozitate temporar la limita de proprietate. Depozitarea temporară a acestora se va face în mod selectiv pe categorii (elemente metalice de prindere, ambalaje de lemn, hârtie și materiale compozite - plastic, polistiren etc.). Acestea vor fi aranjate în stivă și/sau grupat, pe folie de polietilenă, până la ridicarea lor de vehiculele de transport. Debarasarea deșeurilor de la amplasamentul parcului fotovoltaic se va efectua etapizat prin transport plătit de dezvoltator către depozitele de deșeuri autorizate.

Etapă de operare

În decursul perioadei de serviciu a parcului, se estimează o cantitate nesemnificativă de cca. 1mc/lună de deșeuri menajere, generată de personalul angajat permanent (securitate și PSI) și ocazional de brigada de intervenție, mobilizată rapid la producerea accidentală de incidente în funcționare (întreruperi, declanșări, supraîncălziri etc.).

Se va realiza un contract de salubritate cu firma locală autorizată și vor fi dispuse pubele de depozitare temporară a deșeurilor menajere în proximitatea clădirii administrative.

Principalele deșeuri, codificate conform HG nr. 856/2002 cu modificările și completările ulterioare, care vor rezulta din activitățile desfășurate în etapa de a investiției și în cea de operare a parcului fotovoltaic sunt următoarele:

Nr. crt.	Sursa deșeurii	Cod deșeu (conf. HG 856/2002)	Denumirea deșeurii	Mod de depozitare temporară	Mod de gestionare (eliminare/ valorificare)
1.	Organizarea de șantier	17 09 04	Deșeuri din construcție provenite din organizarea de șantier	Depozitare temporară în recipienti adecvați pe amplasamentul Organizării de șantier	Reutilizare la realizarea umpluturilor
2.	Construcția propriu-zisă a parcului fotovoltaic	17 04 05	Pământ și pietre rezultate din excavările de pe amplasament	Depozitare temporară pe amplasament	Reutilizare la renaturarea terenurilor
3.		17 04 11	Deșeuri de cabluri de la realizarea rețelei electrice subterane	Depozitare temporară în recipienti pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
4.		15 01 01 15 01 02 15 01 03	Deșeuri de ambalaje provenite de la materii prime nepericuloase	Depozitare temporară în recipienti adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
5.		15 01 10*	Deșeuri de ambalaje provenite de la materiile prime periculoase utilizate în realizarea construcțiilor	Depozitare temporară în recipienti adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Eliminare prin firme autorizate sau returnate furnizorilor
6.		17 04 05	Deșeuri metalice rezultate din activitatea de asamblare a panourilor fotovoltaice și de la realizarea structurii metalice a clădirii administrative	Depozitare temporară în recipienti adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificate prin firme autorizate
7.		17 01 01	Deșeuri de beton rezultate de la turnarea platformei betonate	Depozitare temporară în Recipienti adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
8.		17 04 07	Amestecuri metalice rezultate de la realizarea Împrejmuirii zonei administrative	Depozitare temporară în recipienti adecvați pe amplasamentul organizării de șantier	Valorificare prin firme autorizate
9.	Activități auxiliare (ale personalului) atât în perioada de execuție, cât și în perioada de funcționare	20 03 01	Deșeuri menajere (170 kg/an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
10.	Activități auxiliare (ale personalului)	20 01 01	Hârtie și carton (10 kg /an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate

	atât în perioada de execuție, cât și în perioada de funcționare				
11.	Activități auxiliare (ale personalului) atât în perioada de execuție, cât și în perioada de funcționare	15 01 02	Ambalaje de mase plastice (10 kg / an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
12.	Activități auxiliare (ale personalului) în perioada de execuție	15 01 04	Ambalaje metalice (10 kg / an)	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate
13.	Activități auxiliare (ale personalului) în perioada de execuție	20 01 36	Echipamente electrice și Electronice casate, altele decât cele specificate la 20 01 21, 20 01 23 și 20 01 35 40 kg / an	Se depozitează în pubele în spațiu separat de celelalte deșeuri	Valorificare prin firme autorizate

D.10 Protecția mediului exterior

Cu scopul prevenirii și reducerii impactului asupra ecosistemelor terestre și acvatice și în faza de construire și de funcționare a parcului fotovoltaic, vor fi luate următoarele măsuri:

- amplasamentul organizărilor de șantier va fi astfel stabilit încât să aducă prejudicii minime mediului natural;
 - reconstrucția ecologică a zonelor afectate de lucrări se va face cu respectarea tuturor normelor legale în vigoare;
 - efectul de oglindă asupra insectelor și păsărilor trebuie să fie minimalizat prin folosirea unor panouri fotovoltaice care reflectă într-o mică măsură razele solare. Efectul de oglindă ar putea deranja mai ales speciile de insecte și păsări, care pot confunda suprafața panourilor fotovoltaice cu suprafețele acoperite cu luciuri de apă;
 - cablurile electrice este recomandat să fie îngropate, astfel încât să se evite riscul de creștere a mortalității păsărilor prin contactul cu acestea;
 - în cazul producerii unei posibile poluări accidentale pe perioada activității, se vor întreprinde măsuri imediate de înlăturare a factorilor generatori de poluare și vor fi anunțate autoritățile responsabile de protecția mediului.
- Se apreciază că impactul rezultat din derularea activităților (prin amploare relativ scăzută și durata redusă de timp) nu va afecta semnificativ flora și fauna din zona, calitatea biodiversității putând reveni la parametrii anteriori după încetarea lucrărilor, nefiindu-i astfel afectată capacitatea de reziliență.

5.5.5. Cerința "E,, – (izolare termică, hidrofură și economie de energie)

- Nu este cazul

5.5.6. Cerința "F,, – (Protecția împotriva zgomotului)

- Nu este cazul.

5.5.7. Cerința "G_n" – (Utilizare sustenabilă a resurselor naturale)

- Nu este cazul

5.5.8. Cerința I_{int} – Instalații aferente clădirilor

- Nu este cazul

5.5.9. Cerința I_g – Instalații de utilizare gaze, indiferent de regimul de presiune

- Nu este cazul

5.5.10. Cerința I_e – Instalații electrice aferente construcțiilor

- Nu este cazul

5.5.11. Cerința Se – Sisteme exterioare: sisteme de canalizare, sisteme de alimentare cu apă și stingere a incendiilor, rețele termice

- Nu este cazul

5.5.12 Cerința S_{if} – Sisteme de îmbunătățiri funciare: irigații, desecare și drenaj

- Nu este cazul

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.

Finanțarea implementării sistemelor de producere a energiei electrice și/sau termice și reducerea facturilor la energie, se poate face în următoarele moduri:

- a) Finanțare nerambursabilă din fonduri europene;
- b) Surse proprii aferente cheltuielilor neeligibile.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme**6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire**

- Nu este cazul

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

Conform anexă.

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică

Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului va fi depus la încheierea contractului de finanțare. Anexată este dovada depunerii la autoritatea competentă a documentelor documentația pentru obținerea actului de reglementare pentru protecția mediului.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Nu este cazul

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

Nu este cazul

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

Nu este cazul

7. Implementarea investiției**7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției****EUROSANTIS SRL**

CUI CUI 2743397

Municipiul Constanta,

B-dul Al. Lapusneanu, județul Constanta;

eurosantisct@yahoo.ro

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

Perioada estimată pentru implementarea investiției este de 36 luni. Această perioadă include elaborarea și avizarea Studiului de Fezabilitate și a Proiectului Tehnic, depunerea, analiza cererii de finanțare, semnarea contractului de finanțare precum și licitația pentru execuția obiectivului. Perioadele estimate pentru fiecare etapă în parte sunt prezentate în Anexa 1, Graficul de execuție a obiectivului.

Eșalonarea investiției în lei inclusiv TVA pentru fiecare variantă este prezentată în tabelul de mai jos.

Eșalonare investiție	Total	2024	2025	2026
Total CAPEX Varianta 1	1.590.224,48	46.760,13	779.965,35	763.498,99
Total CAPEX Varianta 2	1.318.666,29	21.332,83	663.914,70	633.418,76

Pentru realizarea obiectivului este necesar un număr de 10 persoane care sunt angajați ai antreprenorului.

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

Strategia de exploatare constă în:

- elaborarea unui calendar de programare a activitatilor
- identificarea sursei de finanțare a obiectivului de investiție
- evaluarea nevoilor
- evaluarea stării activelor curente
- monitorizarea activității de către beneficiarul investiției

7.4. Recomandari privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Nu este cazul.

8. Concluzii și recomandări

Concluziile și recomandările ce vor fi prezentate în continuare vor face referire la **OPȚIUNEA MINIMALĂ**, aceasta fiind varianta cu cea mai mare utilitate din punct de vedere tehnico-economic după cum a reieșit din prezentările și analizele prezentate anterior:

În varianta recomandată se propune realizarea unor capacități de producere a energiei electrice și stocare, folosind panouri fotovoltaice montate pe o structură fixă, orientate către sud și înclinate la un unghi de 25° față de orizontală în locația studiată ale EUROSANTIS SRL din județul Constanța, cu ajutorul cărora să se asigure parțial necesarul de consum electroenergetic al companiei:

Nr. crt.	Locație	Putere instalată invertere [kW]	Putere instalată panouri [kW]	Nr. panouri fotovoltaice [550 W]
1	Hotel Agora (fost Romanta), localitatea Neptun	300	303,6	552

Capacitatea de stocare a acumulatorilor de **65 kWh**

Investiția care face obiectul acestui studiu de fezabilitate are ca direcție generală valorificarea potențialului energetic solar pentru producerea energiei regenerabile la nivelul companiei EUROSANTIS SRL, prin implementarea unei capacități de producere a energiei electrice folosind panouri fotovoltaice. Astfel fiecare MWh produs prin sursă fotovoltaică permite evitarea răspândirii în atmosferă a 0,33 tone CO₂ (gaz responsabil pentru efectul de seră), rezultate din producerea unui MWh prin metoda tradițională termoelectrică.

Astfel implementarea prezentului proiect va aduce un impact pozitiv în ceea ce privește:

- 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;
- 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;
- 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;
- 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;
- 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;

B. PIESE DESENATE

- PLAN DE SITUAȚIE;

Intocmit,

Ing. Negoii Valentin Gabriel

