ELSACO SOLUTIONS SRL
https://solutions.elsaco.com/
Adresa: Jud. Botosani, Cătămareşti-Deal, str. Mihai Eminescu nr. 85
Contact: tel. 0231 507 060 / fax 0231 532 905
email: sales@elsaco-solutions.com



"Construire centrală electrică fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"



Beneficiar:

Rompetrol Rafinare S.A. - Petromidia

Locaţie:

Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanța

Nr. cadastral . 101923, 101924, 101925, 101927, 108696, 101928

Privind:

Studiu de Fezabilitate REV 01

în cadrul Proiectării Centralei Fotovoltaice

CUPRINS

1. Pagină de semnături 5
2. Borderoul lucrării 6
A. Piese scrise 7
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII 7
1.1. Denumirea obiectivului de investiţii: 7
1.2. Ordonator principal de credite / investitor 7
1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar) 7
1.4. Beneficiarul investiției 7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 8
1.6. Auditor Electroenergetic 8
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII 9
2.1. *Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situaţia actuală, necesitatea şi oportunitatea promovării obiectivului de investiţii şi scenariile/opţiunile tehnico-economice identificate şi propuse spre analiză* 9
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislaţie, acorduri relevante, structuri instituţionale şi financiare 9
2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor 13
2.4. Analiza cererii de bunuri şi servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii, în scopul justificării necesităţii obiectivului de investiţii 19
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei publice 31
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 34
3.1. Particularităţi ale amplasamentului 34
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic 37
3.3. Costurile estimative ale investiţiei 41
3.4. Studii de specialitate, în funcţie de categoria şi clasa de importanţă a construcţiilor, după caz 42
3.5. Grafice orientative de realizare a cheltuielilor cu investiţia, dacă sunt aplicabile în această etapă a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune 43
4. ANALIZA FIECĂRUI SCENARIU/FIECĂREI OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUS(E) 44

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referinţă şi prezentarea scenariului de referinţă 44

4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia 44

4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum 49

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii 49

4.5. Analiza cererii de bunuri şi servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiţii 52

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară 54

4.6.1. Definire scenarii analizate – SCENARIILE DE BAZĂ 54

4.6.2. Definire parametri/ipoteze de calcul 56

4.6.3. Principalii indicatori de performanţă financiară 58

4.6.4. Analiza comparativă, scenarii de baza – observaţii şi concluzii 62

4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate 63

4.7.1. Definire parametri / ipoteze de calcul 63

4.7.2. Principalii indicatori de performanţă economică 64

4.8 Analiza de senzitivitate 65

4.8.1. Definire ipoteze de calcul – variabile selectate 66

4.8.2. Definire scenarii de simulare 66

4.8.3. Principalii indicatori de performanţă financiară – senzitivităţi 67

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 75

5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 79

5.1. Comparaţia scenariilor/opţiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor 79

5.2. Selectarea şi justificarea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) 81

5.3. Descrierea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) privind 83

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenţi obiectivului de investiţii 94

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcţiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerinţelor fundamentale aplicabile construcţiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice 97

5.6. Nominalizarea surselor de finanţare a investiţiei publice, ca urmare a analizei financiare şi economice: fonduri proprii, credite bancare, alocaţii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite 100

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME 100

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obţinerii autorizaţiei de construire 100

6.2. Extras de carte funciară, cu excepţia cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 100

6.3. Actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentaţia tehnico-economică 100

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor 100

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară 100

6.6. Avize, acorduri şi studii specifice, după caz, în funcţie de specificul obiectivului de investiţii şi care pot condiţiona soluţiile tehnice 100

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 101

7.1. Informaţii despre entitatea responsabilă cu implementarea investiţiei 101

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiţii (în luni calendaristice), durata de execuţie, graficul de implementare a investiţiei, eşalonarea investiţiei pe ani, resurse necesare 101

7.3. Strategia de exploatare/operare şi întreţinere: etape, metode şi resurse necesare 101

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale 105

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI 107

ELSACO SOLUTIONS SRL
https://solutions.elsaco.com/
Adresa: Jud. Botosani, Cătămareşti-Deal, str. Mihai Eminescu nr. 85
Contact: tel. 0231 507 060 / fax 0231 532 905
email: sales@elsaco-solutions.com

1. Pagină de semnături

	Nume /Prenume	Inițiale	Semnături
Aprobat	Ing. PĂDURARIU Marius	P.M.	
Şef de proiect	Ing. BUTNARU Andrei	B.A.	
Întocmit	Ing. BRASOVEAN Mihail	B.M.	
Desenat	Ing. BRASOVEAN Mihail	B.M.	

OBIECTIV:	**"Construire centrală electrică fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"**
BENEFICIAR:	**ROMPETROL RAFINARE S.A.** Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanța
PROIECTANT GENERAL:	**S.C. ELSACO SOLUTIONS S.R.L.** Jud. Botoşani, Cătămareşti-Deal, str. Mihai Eminescu nr. 85, 717248
NUMĂR PROIECT:	**ELS- 256 / 2025**
DATĂ ELABORARE:	**iulie.2026**
FAZA:	**Studiu de Fezabilitate (SF)**

2. Borderoul lucrării

OBIECTIV:	**"Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"**
FAZA DE PROIECTARE:	**Studiu de Fezabilitate (SF)**
CLIENT/BENEFICIAR:	**ROMPETROL RAFINARE S.A.**
COD PROIECT:	256 / 2025
DATA:	**iulie.2026**

Nr.	Denumire	Cod document	File	Format	Revizia	Obs.
Părţi scrise						
1	Studiu de Fezabilitate		**118**	**A4**	1	
Anexe						
1	Analiza Cost Beneficiu		**11**	**A4**		
2	Auditul electroenergetic		**102**	**A4**		
3	Raport PVSOL (Scenariul 1 + Scenariul 2)		**18**	**A4**		
4	Devizul general/pe obiect (Scenariul 1 + Scenariul 2)		**8**	**A4**		
5	Grafic de implementare		**1**	**A4**		
6	Atestate ANRE		**7**	**A4**		
7	Fişă tehnică panou fotovoltaic 650 Wp		**2**	**A4**		
8	Fişă tehnică panou fotovoltaic 450 Wp		**2**	**A4**		
9	Fisa tehnica invertor 300 KW		**1**	**A4**		
10	Fisa tehnica invertor 175 KW		**2**	**A4**		
11	Fişă tehnică invertor 100 kW		**2**	**A4**		
Părţi desenate						
Lucrări electrice						
1	Planul de situație	1-A3-ELS-256	**1**	**A3**	1	
2	Planul de amplasament	2-A3-ELS-256	**1**	**A3**	1	
3	Schema electrică monofilară	3-A3-ELS-256	**1**	**A3**	1	

STUDIU DE FEZABILITATE cf HG 907/ 2016
"Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"

A. Piese scrise

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții:

"Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"

1.2. Ordonator principal de credite / investitor

Denumirea autorității contractante: ROMPETROL RAFINARE S.A.
Sediul social: Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanța
Cod unic de înregistrare: 1860712
Nr. de ordine în Registrul Comerțului: J1991000534130

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției

Denumirea solicitantului: ROMPETROL RAFINARE S.A.
Activitate principală (conform Certificatului Constatator): CAEN „1920 – Fabricarea produselor obținute din prelucrarea țițeiului"
Sediul social: Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanța
Cod unic de înregistrare: 1860712
Nr. de ordine în Registrul Comerțului: J1991000534130
Activități autorizate la punctul de lucru, respectiv punctul de consum al investiției vizate prin proiect, Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanța (POD: RO002E212268198)– loc de consum în cadrul proiectului:

Având intenția de a-și dobândi o independență energetică prin producerea energiei electrică pentru autoconsum din surse regenerabile, solicitantul ROMPETROL RAFINARE S.A. își propune prin prezentul apel de proiect ***Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială*** să își asigure energia electrică necesară pentru activitatea de funcționare a societății de la punctul de lucru vizat de proiect, prin instalarea unei centrale fotovoltaice pentru autoconsum in **Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanța**

Astfel, solicitantul va instala o centrală fotovoltaică cu o putere instalată de 9.4 MWp ce va produce în condiţii optime 9844.91 MWh/an. În urma implementării proiectului, 100% din producţia de energie din surse regenerabile a centralei finanţate va fi utilizată pentru autoconsum în cadrul punctului de lucru.

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant general: ELSACO SOLUTIONS S.R.L.
Sediu social: Str. Mihai Eminescu nr. 85, Cătămareşti-Deal, Judeţul Botoşani
Cod unic de înregistrare: 14364265
Număr de înregistrare în Registrul Comerţului: J07/319/2001
Reprezentant legal: Popa Doru
Telefon: 0231.507.060
E-mail: sales@elsaco-solutions.com
Cod CAEN 7112 – Activităţi de inginerie şi consultanţă tehnică legate de acestea

Atestat ANRE tip B - nr. 14342/R1/25.03.2019 reactualizat 22.03.2024 pentru societatea ELSACO SOLUTIONS S.R.L.
Autorizaţia nr. 202410023/25.04.2024 de electrician autorizat, grad şi tip IIIA şi IIIB pentru Ing. Pădurariu Marius
Autorizaţia nr. 201814820/27.11.2018 reactualizat 16.11.2023 de electrician autorizat, grad şi tip IIA şi IIB pentru Ing. Butnaru Andrei Nicolae

1.6. Auditor Electroenergetic

Auditor Electroenergetic: S.C. ELSACO ESCO S.R.L.
Sediu social: Str. Pacea 41 A Cod 710013, Botoşani, jud Botoşani
Cod unic de înregistrare: 16396697
Număr de înregistrare în Registrul Comerţului: J07/229/2004
Auditor legal: Tohăneanu Adrian
E-mail: adrian.tohaneanu@elsaco.com
Cod CAEN 7112 – Activităţi de inginerie şi consultanţă tehnică legate de acestea

Atestat ANRE - nr. 0109 din 16.10.2024 pentru societatea S.C. ELSACO ESCO S.R.L.

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

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

Nu este cazul

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

România şi Uniunea Europeană au adoptat o serie de reglementări şi acorduri în domeniul energiei şi mediului, care trebuie respectate de către toate entităţile care desfăşoară activităţi economice în aceste domenii. Printre acestea se numără:

- Pachetul legislativ „Energie curată pentru toţi europenii", care vizează reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, îmbunătăţirea eficienţei energetice şi promovarea utilizării energiilor regenerabile în Uniunea Europeană.
- Strategia Naţională de Dezvoltare Durabilă a României, care stabileşte obiectivele şi măsurile pentru dezvoltarea durabilă a ţării, inclusiv reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră şi utilizarea surselor de energie regenerabilă.
- Planul Naţional Integrat privind Clima şi Energia, care defineşte obiectivele şi măsurile pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră şi creşterea ponderii energiilor regenerabile în mixul energetic al României.
- Reglementările privind achiziţiile publice ecologice, care impun autorităţilor publice şi entităţilor care furnizează produse şi servicii către acestea să respecte anumite criterii ecologice în procesul de achiziţie.
- Atingerea obiectivelor din Planul Naţional Integrat în domeniul Energiei şi 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.

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

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

Directiva (UE) 2018/410 menţionează principiile pentru funcţionarea instrumentelor de finanţare,

iar Statele Membre (SM) vor trebui să ia decizii importante cu privire la modul în care vor fi utilizate fondurile puse la dispoziţia lor.

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

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

Fondul pentru Modernizare reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investiţiilor în proiecte energetice care urmăresc îmbunătăţiri în eficienţa energetică, modernizarea sistemelor energetice şi tranziţia în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor la preţul pieţei mai mic de 60% din media VE. Fondul va fi finanţat prin licitarea pe piaţă a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-2030 a căror suma se încadrează între 6.2 şi 9.3 miliarde de Euro.

Selecţia proiectelor pentru finanţare din Fondul pentru Modernizare se va realiza în urma unor procese de selecţie desfăşurate la nivel naţional în perioada 2021 - 2030, având la bază cadrul legislativ naţional de implementare.

Obiectivele Fondului pentru Modernizare vizează tranziţia către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon, prin stimularea investiţiilor în surse regenerabile de energie, reţele de transport care să includă distribuţia energiei electrice în zonele rezidenţiale şi comerciale, interconectări de reţele pentru transportul de electricitate şi gaze naturale, precum şi stocarea de energie, îmbunătăţirea eficienţei energetice în producerea de energie, inclusiv în sectoarele de transport, clădiri, construcţii, agricultura, deşeuri şi pentru o tranziţie echitabilă în regiunile dependente de cărbune.

Din anul 2019, Uniunea Europeană şi-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creşterea cu 32.5% a eficienţei energetice şi creşterea cu 32% a SRE.

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

Pe lângă politicile şi strategiile adoptate la nivel comunitar, prezenta documentaţie s-a elaborat şi în

conformitate cu legislaţia naţională. Lista de standarde şi norme de mai jos cuprinde doar reglementările semnificative. Aceasta nu este nici limitativă şi nici exhaustivă, iar cei ce vor folosi acest document pentru punerea în operă (indiferent dacă este vorba de proiectare, furnizare de materiale şi/sau echipamente, execuţie sau punere în funcţiune) o vor utiliza ca punct de plecare şi o vor actualiza şi completa corespunzător scopului lor de activitate.

Proiectul este întocmit în conformitate cu legislaţia românească în vigoare, dintre documentele de referinţă amintim:

- HG nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind aprobarea conţinutului cadru al studiului de fezabilitate cu modificările şi completările ulterioare;
- Reglementările şi prescripţiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- Tehnologia de execuţie uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- Documentaţiile tehnice pentru echipamentele considerate.

Legislaţie în domeniul energiei:

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

Dar şi legislaţia primară în domeniul SRE:

- Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările şi completările ulterioare;
- HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020;
- HG nr. 443/2003 privind promovarea producţiei de energie electrica din surse regenerabile de energie;
- HG nr.1429/2004 pentru aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 958/2005 pentru modificarea HG nr. 443/2003 privind promovarea producţiei de energie electrica din surse regenerabile de energie şi pentru modificarea şi completarea HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 750 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat regional pentru valorificarea resurselor regenerabile de energie;
- HG nr.1661/2008 privind aprobarea Programului naţional pentru creşterea eficientei energetice şi utilizarea surselor regenerabile de energie în sectorul public pentru anii 2009-2010;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.

Beneficiarul investiţiei va fi **ROMPETROL RAFINARE S.A.,** ce îşi propune să îşi eficientizeze cheltuielile cu energia electrică consumată, prin instalarea unui sistem fotovoltaic pentru acoperirea parţială a consumului de energie electrică de la punctul de consum **(POD: RO002E212268198) Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanţa**

Pentru a atinge aceste obiective, ROMPETROL RAFINARE S.A. . doreşte să implementeze proiectul **"Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"** în vederea reducerii emisiilor de CO_2 şi a consumului de energie electrică din reţeaua de distribuţie, prin instalarea unor sisteme de producţie energie din surse regenerabile.

Principalul obiectiv urmărit este:

- *Producţie majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacităţi de producere a energiei din surse regenerabile, pentru autoconsum, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul PNIESC şi FM - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei.*

Principalele rezultate preconizate sunt reprezentate de producţia majorată a energiei din surse regenerabile şi în acelaşi timp, contribuirea la creşterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investiţiilor de creştere a puterii instalate de producere a energiei electrice din resurse regenerabile mai puţin exploatate şi reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin translatarea unei părţi din cantitatea de combustibili fosili utilizaţi în fiecare an, precum cărbune sau gazul natural în sectorul de producere de energie din surse regenerabile.

Scenariile propuse spre analiză, echipamentele utilizate în formarea centralei fotovoltaice au fost alese cu respectarea legislaţiei actuale de mediu, a normelor tehnice emise de autorităţile competente şi a recomandărilor instituţiilor financiare aplicabile în proiectare şi cerinţele asiguratorilor.

Investiţiile finanţate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce priveşte:

a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părţi din cantitatea de combustibili fosili consumaţi în fiecare an - cărbune, gaz natural;
b) economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică şi mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecţie şi pe îmbunătăţirea calităţii mediului;
c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producţia de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European şi a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituţional şi financiar de implementare şi gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum şi pentru modificarea şi completarea unor acte normative, cu modificările şi completările ulterioare;
e) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în

consumul final brut de energie din Planul Naţional Integrat în domeniul Energiei şi Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021;

f) creşterea producţiei de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creştere sustenabilă a Europei şi de combatere a schimbărilor climatice în concordanţă cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris şi obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
g) creşterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investiţiilor de creştere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;
h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European şi al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralităţii climatice şi de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 şi (UE) 2018/1999 („Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050, a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile şi absorbţiile 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;
i) decongestionarea Sistemului Energetic Naţional (SEN) prin utilizarea de noi capacităţi de producţie a energiei electrice descentralizate;
j) punerea în aplicare a iniţiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creşterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea şi utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 1504020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor

✓ *Scurt istoric. Situaţia actuală*

Scurt istoric

Rompetrol Rafinare – Petromidia are în componenţă trei uzine: Uzina Rafinărie, Uzina Petrochimie şi Uzina de Utilităţi.

Proiectarea şi construcţia rafinăriei s-a făcut în perioada 1975-1977 având la bază tehnologii moderne folosind experienţa internă şi internaţională.

În decursul anilor 1979-1996 au fost puse în funcţiune următoarele instalaţii de producţie:

➢ 1979 – prima instalaţie DAV (Distilare Atmosferică şi în Vid);

➢ 1981 – instalaţia de reformare catalitică;

➢ 1984 – instalaţia de cracare catalitică;

➢ 1984 – instalaţia de cocsare;

➢ 1996 – instalaţia MTBE.

Toate aceste instalaţii consolidează o serie de activităţi, produse şi servicii bazate pe înaltă calitate, relaţii apropiate cu clienţii, prezentare locală şi inovaţie. În 1997 s-a obtinut prima certificare a sistemului de management al calitatii conform ISO 9001:1994 iar în anul 2000 s-a obţinut şi prima certificare a sistemului de management al mediului conform ISO 14001:1996.

Din 2001 Grupul Rompetrol preia Rafinăria şi începe un amplu proces de restructurare şi modernizare accelerată, modernizare concretizată prin introducerea unui program de automatizare

ce avea la bază implementarea sistemelor de control distribuit (DCS) prin care Rompetrol Rafinare devine cea mai modernă rafinărie din România.

Rompetrol Rafinare este prima rafinărie din Romania care a renunţat la utilizarea tetraetilului de plumb în formularea benzinelor (2002).

Ca recunoaştere a succesului procesului de restucturare şi modernizare, în anul 2003 Rompetrol Rafinare primeşte titlul de „Rafinăria Anului în Europa Centrală şi de Est", din partea Asociaţiei Mondiale a Rafinorilor (World Refining Association).

În aprilie 2004 Rompetrol Rafinare este listată la Bursa de Valori Bucureşti şi din decembrie 2004 compania este inclusă, în urma interesului investitorilor şi a evoluţiei pozitive a acţiunilor, în indicele select BET.

Tranzacţionată sub indicativul RRC, reprezintă una dintre cele mai lichide companii listate la Bursa de Valori Bucureşti, RRC face parte din portofoliul indicelui ROTX (The Romanian Traded Index), mărindu-şi astfel expunerea către fondurile de investiţii internaţionale. ROTX este primul indice lansat de Bursa de Valori Bucureşti împreună cu o bursă străină, Bursa din Viena (Wiener Börse).

Rafinăria încheie cu succes o nouă serie de investiţii în 2005 cu o valoare de 30 de milioane USD. Până în 2009, acest amplu program de modernizare a atins un nivel de 200 milioane USD şi va avea ca efect creşterea capacităţii de prelucrare cu 30% pe an, mărirea gradului de automatizare a rafinăriei, o majorare a randamentelor întregii capacităţi de producţie, un control mai strict al calităţii produselor, precum şi o reducere a impactului activităţii de rafinare asupra mediului înconjurător.
În 2006 Rompetrol Rafinare a semnat cu DuPont un contract de consultanţă în domeniul securităţii în muncă, măsură care întăreşte politica societăţii de a atinge excelenţa în siguranţa operaţiunilor desfăşurate.

In perioada 2010-2012 au fost realizate si puse in funtiune noi instalatii tehnologice: MHC (hidrocracare blanda), HPP (fabrica de hidrogen) si NewSRU (recuperare sulf)

Benzine fără plumb	**Motorine:**	**Alte uleiuri medii şi**
• Benzina COR 92	• Motorina Euro 5	**grele utilizabile:**
• Benzina Euro plus	• Efix Motorina 51	• Solvent greu
• Efix Benzina 95	• Motorina Euro 5 cu biodiesel Motorina 55	• Calor extra 1
• Benzina premium E plus Benzina Euro Super RON 98 Efix S benzina 98	• Efix S motorina 55	• Slurry
• Fractie usoara nafta	**Hidocarburi ciclice:** Benzen petrolier	• Calor economic 3

• Rafinat chimizare	**Gaz petrolier lichefiat:** Fracţie C5-C6 Combustibil auto GPL Propan combustibil	• Păcură

Pe lângă diverse tipuri de carburanţi auto (benzină, motorină, LPG), compania este unicul producător naţional de carburant de tip Jet A-1, intenţionând să devină în perioada următoare principalul furnizor de combustibil pentru liniile aeriene care operează în România şi Republica Moldova.
Produsele Rompetrol Rafinare respectă standardele europene de calitate şi normele de protecţie a mediului, fiind comercializate:
- în România:
➢ prin reţeaua de distribuţie Rompetrol Downstream
➢ prin intermediul altor reţele de distribuţie en-detail şi en-gros şi pe pieţele regionale:
- în ţări precum Moldova, Bulgaria, Turcia, Georgia, Ungaria
Produsele Rompetrol Rafinare sunt de asemenea exportate constant în Croaţia, Bosnia, Albania şi în Europa de Vest.
Rompetrol Rafinare işi va menţine şi dezvolta avantajul competitiv prin:
➢ creşterea permanentă a productivităţii şi eficienţei, inovaţia continuă;
➢ continuarea proceselor de investiţii;
➢ funcţionarea sistemului de management integrat al calităţii, mediului, securităţii şi sănătăţii operaţionale şi al energiei conform cerintelor ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 si ISO 50001.
Rompetrol Rafinare si-a certificat sistemul de management al energiei conform standardului ISO 50001:2011 in martie 2018, iar in martie 2021 a efectuat tranzitia la noua varianta a standardului obtinand certificarea pe standardul ISO 50001:2018

Principala deficienţă actuală a amplasamentului este reprezentată de amprenta de carbon ce rămâne în urma utilizării energiei electrice din reţeaua electroenergetică, dar şi de costurile ridicate în raport cu energia electrică consumată. Astfel, proiectul "Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare" reprezintă o soluţie optimă pentru analiza reducerii costurilor în urma producţiei de energie electrică din surse regenerabile.

• *Necesitatea şi oportunitatea realizării proiectului de investiţii*

Necesitatea realizării proiectului de investiţii

Necesitatea realizării investiţiei de către ROMPETROL RAFINARE S.A. este dată, în primul rând, de consumul mare de energie electrica , respectiv conform datelor din ultimele 12 facturi, societatea prezintă pentru acest punct de lucru un consum anual de 424,853.58 MWh/an.

Sectorul energiei regenerabile este constituit din sursele regenerabile de energie şi acestea constituie resurse alternative la combustibilii fosili care contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie şi la reducerea dependenţei de pieţele volatile şi incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol şi gaze.

Astfel, ***tranziţia energetică***, respectiv creşterea gradului de producţie a energiei din surse regenerabile cu efect direct asupra dependenţei de energia obţinută din combustibili fosili, este văzută la momentul actual ca **o necesitate pentru creşterea rezilienţei socio-economice şi energetice, atât la nivel naţional, cât şi la nivel european**. O utilizare crescută a energiei din surse regenerabile este esenţială pentru a se reduce atât emisiile de gaze cu efect de seră, cât şi dependenţa de combustibilii fosili şi de importurile de energie, contribuind astfel la securitatea aprovizionării cu energie.

Fluctuaţiile preţurilor la energie şi întreruperile curente ale aprovizionării cu energie reprezintă preocupări majore la nivel european, fiind trasate următoarele obiective ale răspunsului UE la criza energetică: să asigure o energie competitivă şi la preţuri accesibile pentru consumatorii din UE, să crească securitatea energetică a UE şi nivelul de pregătire al acesteia în caz de urgenţă, să întărească reziliența şi autonomia pe plan energetic al ţărilor din UE. În acest scop, ţările membre ale UE lucrează împreună pentru reducerea cheltuielilor cu energia pentru gospodării şi întreprinderi, reducerea dependenţei energetice a UE, garantarea aprovizionării cu gaze şi accelerarea tranziţiei verzi. În acest context, sunt promovate măsurile de reducere a consumurilor de energie primară la nivelul întreprinderilor şi marilor consumatori aşa cum este şi societatea ROMPETROL RAFINARE S.A. .prin promovarea utilizării de surse regenerabile de energie.

Mai mult, intensificarea utilizării energiei din surse regenerabile constituie o componentă importantă a pachetului de măsuri necesare pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră şi pentru respectarea Acordului de la Paris din 2015 privind schimbările climatice şi a cadrului politicii UE privind clima şi energia (2020-2030).

La nivel naţional, România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile, iar în ceea ce priveşte ponderea surselor de energie regenerabilă (SRE), România îşi propune să crească nivelul ţintelor pentru 2030, până la o pondere de cel puţin 34% SRE. În consecinţă, nivelul ţintă privind ponderea SRE în producţia totală de energie a fost revizuit de la ţinta iniţială de 27.9% la 30.7%. Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% faţă de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie şi a activităţii industriale, creşterii eficienţei energetice şi conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive.

În acest context, ROMPETROL RAFINARE S.A. a decis să depună la finanţare proiectul "Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare", proiect care este relevant faţă de obiectivul urmărit prin *Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei,* menţionat în Ghidul Solicitantului, respectiv *Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel*

bazat pe procedură de ofertare concurențială, contribuind în mod direct la atingerea indicatorilor obligatorii:
I.1 *Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare*
I.2 *Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră*
I.3 *Producția medie de energie electrică din surse regenerabile*,
I.4 *Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință*
I.5. *Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu*
I.6 *Factorul de capacitate al centralei*

Concret, ROMPETROL RAFINARE S.A. . a decis să asigure parțial necesarul de energie electrică pentru punctul de consum aferent unității (POD: RO002E212268198) Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanța din surse regenerabile prin instalarea unei centrale electrice fotovoltaice cu o capacitate de producție anuală în condiții optime de 9844.91 MWh/an şi totodată să reducă emisiile de gaze cu efect de seră cu 6,024.10 echivalent tone CO_2/an în perspectiva implementării proiectului.

Cu ajutorul investiției, societatea ROMPETROL RAFINARE S.A. își va stabiliza poziția pe piață de referință, contribuind la o economie mai eficientă din punct de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică şi mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se va baza pe un nivel înalt de protecție şi pe îmbunătățirea calității mediului; va contribui la creşterea producției de energie electrică din surse regenerabile a României, la creşterea economică sustenabilă a Europei şi combaterea schimbărilor climatice.

Având în vedere specificațiile anterioare, ajungem la concluzia că aceasta investiție este imperios necesară pentru societate, pentru partenerii acesteia, precum şi pentru comunitatea locală. Proiectul va contribui pozitiv la veniturile financiare ale societății, dar şi ale partenerilor acesteia, având în vedere că solicitantul ROMPETROL RAFINARE S.A . va înregistra economii semnificative în ceea ce privește cheltuielile generate de consumul de energie electric, respectiv va consuma 100% din producția de energie pentru consumul propriu.

Conform aspectelor descrise anterior***, concluzionăm necesitatea realizării investiției, cel mai important aspect fiind legat de reducerea emisiilor de CO_2 în atmosferă şi de prevenirea efectelor schimbărilor climatice, precum şi de creşterea adaptabilității firmei la fluctuațiile de preț de pe piața energiei, precum şi la contextul global economic şi geopolitic.***

Oportunitatea proiectului de investiții

În ceea ce privește oportunitatea investiției, aceasta este dată în primul rând de posibilitatea de a solicita finanțare nerambursabilă prin măsura de investiții Fondul pentru modernizare – Tranziția către neutralitate climatică, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei, prin sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse

regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurenţială.

Societatea ROMPETROL RAFINARE S.A. . a sesizat această oportunitate şi consideră că ar contribui semnificativ la atingerea obiectivelor prioritare ale Uniunii Europene de reducere a emisiilor de CO_2 în atmosferă, în mod specific de reducere a emisiilor de CO_2 în atmosferă cu 55% până în anul 2030.

Mai mult decât atât, investiţia este oportună în vederea atingerii indicatorilor stabiliţi la nivel naţional şi european în ceea ce priveşte ponderea energiei obţinute din resurse regenerabile şi ponderea emisiilor de gaze cu efect de seră.

În aceeaşi ordine de idei, oportunitatea investiţiei este dată şi de utilizarea energiei electrice din surse regenerabile care va oferi posibilitatea majoră pentru decarbonizarea altor sectoare, cum ar fi încălzirea şi răcirea clădirilor sau a industriei.

Sistemul de panouri fotovoltaice ce se doreşte a fi achiziţionat prin demersul de faţă înglobează tehnologii noi, în conformitate cu standardele europene, astfel producţia de energie prin procesul solar fotovoltaic nu eliberează gaze precum CO, CO_2, SO_2, NO_2, care sunt în mod normal asociate cu arderea rezervelor finite de combustibili fosili şi contribuie la încălzirea globală. Sistemul de panouri fotovoltaice este o tehnologie sigură care nu produce daune asupra mediului înconjurător.

De asemenea, pe lângă rezolvarea problemelor expuse anterior, investiţia aduce şi o serie de beneficii la nivelul societăţii ROMPETROL RAFINARE S.A. . precum: asigurarea paşilor necesari pentru dobândirea statutului de societate independentă energetic, păstrarea şi chiar creşterea competivităţii societăţii ca urmare a scăderii costurile cu utilităţile, menţinerea capacităţii operaţionale a societăţii prin reducerea costurile cu energia electrică şi promovarea utilizării surselor de energie regenerabilă pentru a asigura nevoile de consum ale activităţilor economice desfăşurate de întreprinderi, reducerea impactului asupra calităţii aerului.

Investiţia propusă la finanţare de ROMPETROL RAFINARE S.A.. este oportună şi prin prisma modului în care proiectul va influenţa dezvoltarea socio-economică a zonei în care se implementează. Astfel prin extrapolarea beneficiilor infuzate de tranziţia energetică la nivel socio-economic pe plan naţional şi european, rezultă în mod clar faptul că şi investiţia propusă va avea următoarele efecte benefice asupra dezvoltării socio-economice:

- în primul rând, investiţia va creşte gradul de rezilienţă al societăţii pe plan local, ceea ce va asigura în continuare funcţionarea acesteia în cele mai bune condiţii, cu asigurarea contribuţiei la bugetul local şi menţinerea locurilor de muncă, respectiv îi va crea un context favorabil dezvoltării;
- promovarea utilizării energiei regenerabile în industrie, pe plan local implementarea de soluţii de producere a energiei regenerabile la nivelul principalilor actori din industrie conducând la creşterea competitivităţii acestora şi respectiv la creşterea competitivităţii mediului economic;

- proiectul poate avea efecte şi prin stimularea actorilor publici relevanţi în a dezvolta proiecte similare, proiecte ce ar putea avea ca rezultat creşterea bunăstării locuitorilor din zone defavorizate, marginalizate, izolate care nu au acces facil la energie electrică.

Adiţional subliniem şi relevanţa proiectului faţă de obiectivele, documentele strategice şi iniţiativele de la nivel naţional şi european în domeniul energiei verzi şi reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră. Astfel, proiectul ***"Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"***răspunde **Planului Naţional Integrat în domeniul Energiei şi Schimbărilor Climatice 2021-2030** conform căruia România trebuie să ajungă la o pondere de 30.7% în anul 2030 a energiei produsă din surse regenerabile şi la o reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu 44% în 2030 faţă de anul 2005.

În perspectiva implementării proiectului la nivelul ROMPETROL RAFINARE S.A. . va fi instalată o centrală electrică fotovoltaică cu o putere instalată în curent alternativ de 9.4 MW şi cu o producţie anuală estimată în condiţii optime de 9844.91 MWh/an De asemenea, investiţia va contribui la diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră, în corelare cu producţia anuală estimată fiind estimată o scădere a emisiilor de GES de 6,024.10 tone CO_2/an.

Prin prisma celor prezentate anterior, concluzionăm că proiectul "Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"", este oportun atât pentru societatea ROMPETROL RAFINARE S.A. ., cât şi pentru comunitatea judeţeană, naţională şi europeană.

2.4. Analiza cererii de bunuri şi servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii, în scopul justificării necesităţii obiectivului de investiţii

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

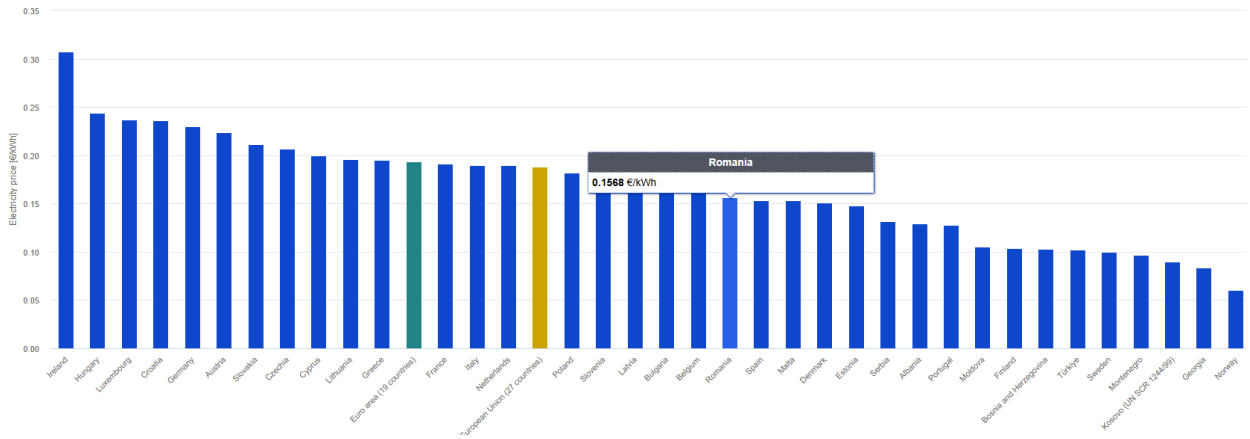
Strategia energetică va urmări îndeplinirea principalelor obiective ale noii politici energie – mediu ale Uniunii Europene, obiective asumate şi de România.

Prin dezvoltarea unei centrale fotovoltaice contribuim la îndeplinirea ţintelor angajate de România în perspectiva anului 2030, şi de asemenea, reducem amprenta de carbon a sectorului energetic. Ţinând cont de ultimele inovaţii tehnologice şi gradul ridicat de competitivitate din domeniul echipamentelor aferente centralelor fotovoltaice, costurile de investiţie sunt mai scăzute comparativ cu investiţia în alte instalaţii de producere de energie din surse regenerabile, precum centralele eoliene. De asemenea, o centrală fotovoltaică prezintă costuri reduse cu întreţinerea pe perioada de operare, dar şi costuri reduse pentru scoatere din funcţiune (echipamentele sunt reciclabile integral).

Considerând potenţialul solar ridicat al României (aproximativ 210 de zile însorite pe an) şi avantajele energiei solare, impactul pozitiv al acestor instalaţii asupra comunităţii, dar şi contextul energetic actual, o astfel de investiţie este foarte oportună din punct de vedere tehnico-economic.

Consumul real de energie regenerabilă depăşeşte 10%, întrucât în categoria energiei electrice sunt incluse şi alte surse regenerabile, precum hidroenergia, energia eoliană sau cea solară fotovoltaică. Totuşi, datele arată că în Uniunea Europeană combustibilii fosili deţin cea mai mare pondere în producţia de energie electrică, în timp ce sursele regenerabile reprezintă doar 11.8%.

Conform celor mai recente date statistice, preţurile energiei pentru consumatorii casnici în semestrul 2 al anului 2024 în România a fost de 0.1164 euro/kWh, iar pentru consumatorii non-casnici a fost de 0.1568 euro/kWh. În ceea ce priveşte media Uniunii Europene, pentru consumatorii noncasnici aceasta a fost de 0.3737 euro/kWh, iar pentru consumatorii non-casnici a fost de 0.1881 euro/kWh, astfel preţul practicat în România pentru electricitate este mai mic faţă de medie europeană.

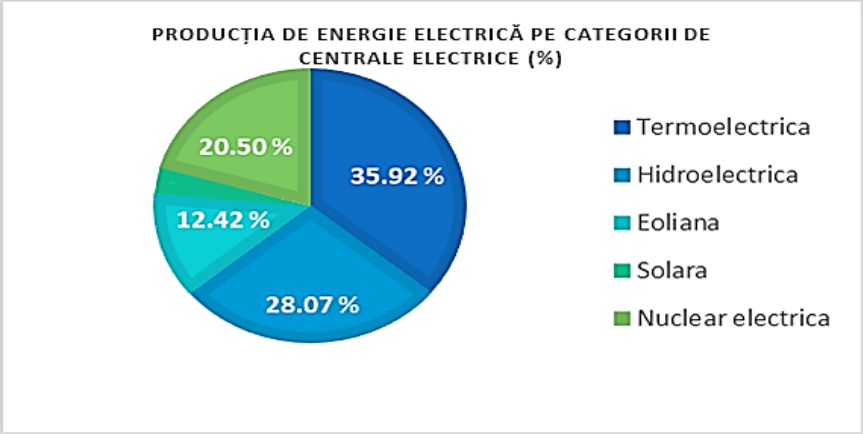


Componente electrice pentru preţuri pentru consumatori non-casnici

Sursa: *https://ec.europa.eu/eurostat/cache/visualisations/energy-prices/enprices.html?geos=EU27_2020,EA,BE,BG,CZ,DK,DE,EE,IE,EL,ES,FR,HR,IT,CY,LV,LT,LU,HU,MT,NL,AT,PL,PT,RO,SI,SK,FI,SE,IS,LI,NO,ME,MK,AL,RS,TR,BA,XK,MD,UA,GE&product=6000&consumer=HOUSEHOLD&consoms=KWH_LT1000&unit=KWH&taxs=I_TAX,X_TAX,X_VAT&nrg_prc=undefined&currency=EUR&language=EN&detail=0&component=0&order=DESC&dataset=nrg_pc_204&time=2024-S2&chartInDetails=0&chartId=mainChart&chartGeo=&percentage=0&share=false*

Conform datelor publicate de către Institutul Naţional de Statistică al României, producţia de energie electrică din surse solare a reprezentat doar 3.10% din producţia totală de energie a României, cea mai mare producţie a energiei electrice fiind de către Termocentrale -35.92%, Hidroelectrică 28.07%, Centrale nucleare 20.50% şi Eoliene – 12.42%.

Producţia de energie electrică pe categorii de centrale electrice (%)

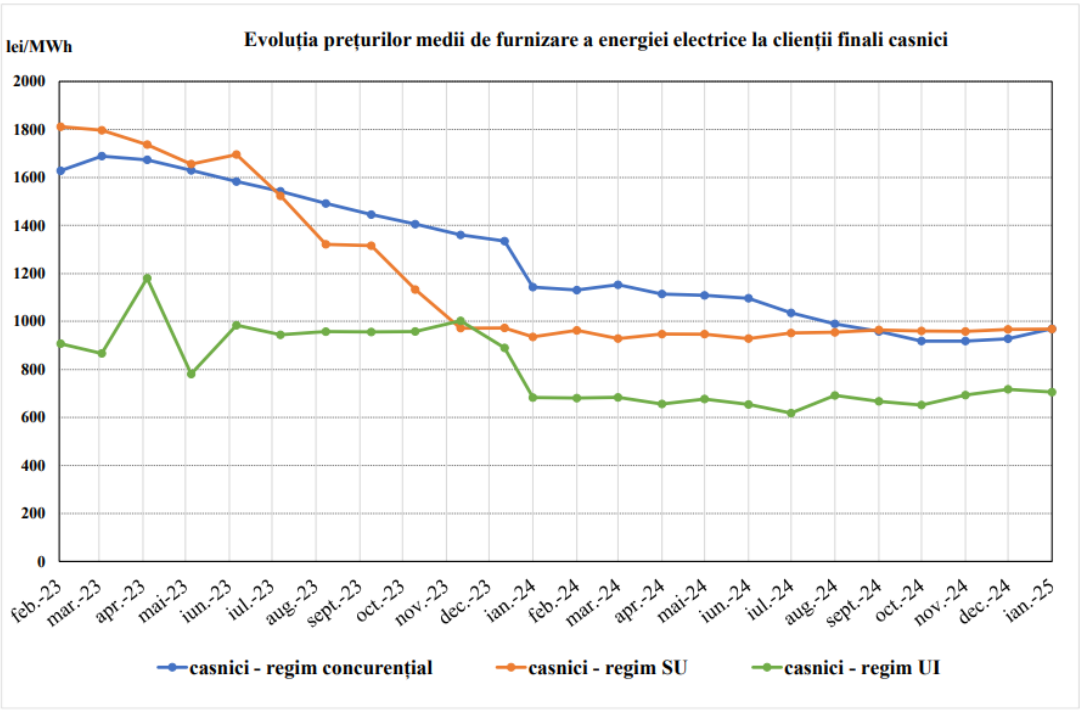


Sursă: Reprezentare proprie, Institutul Naţional de Statistică

Analiza preţurilor practicate pe piaţă

La nivel naţional, referitor la evoluţia preţului mediu de vânzare şi a consumului de energie electrică pentru clienţii casnici în regim SU (regim universal), în perioada februarie 2023 - ianuarie 2025, consumul clienţilor casnici a scăzut la sfârşitul anului 2025.

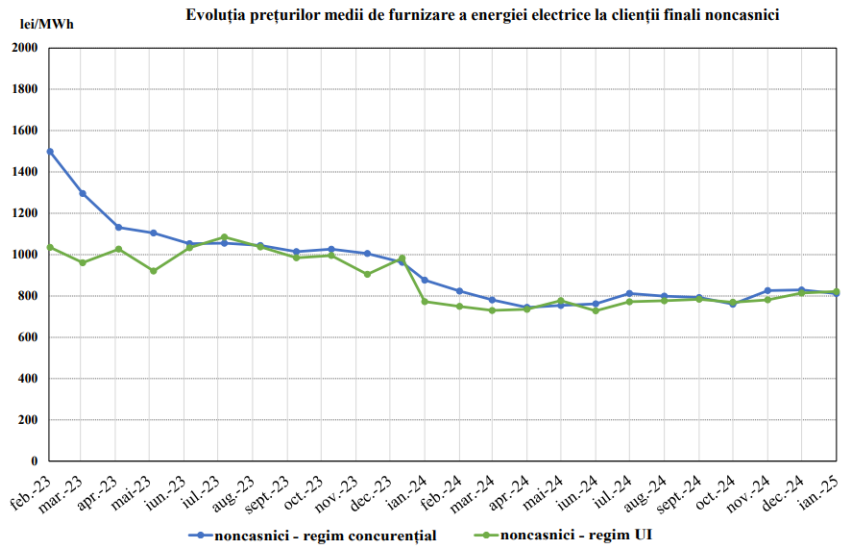
Evoluţia lunară a preţului mediu de vânzare pentru clienţi casnici



Sursa: *AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI, DIRECȚIA GENERALĂ MONITORIZARE PIAȚĂ, INVESTIGAȚII, RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ*

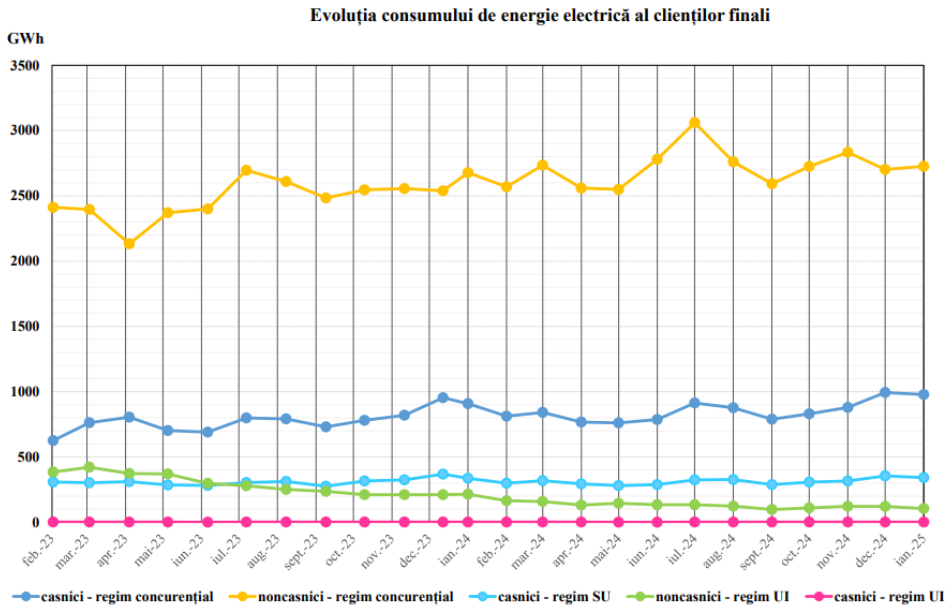
Pentru consumatorii noncasnici, evoluţia preţului mediu de vânzare şi a consumului de energie electrică, este diferită faţă de consumatorii casnici, astfel putem observa o coonstanţă a preţurilor de energie electrică începând cu al 2 trimestru al anului 2024.

Evoluţia lunară a preţului mediu de vânzare pentru clienţi noncasnici



Sursa: *AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI, DIRECȚIA GENERALĂ MONITORIZARE PIAȚĂ, INVESTIGAȚII, RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ*

Evoluţia lunară a preţului mediu de vânzare pentru clienţi noncasnici



Sursa: *AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI, DIRECȚIA GENERALĂ MONITORIZARE PIAȚĂ, INVESTIGAȚII, RAPORT PRIVIND REZULTATELE MONITORIZĂRII PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ*

Astfel, rezultă o creştere a numărului de clienţi casnici şi noncasnici pe această piaţă, o creştere a consumului de energie electrică pentru consumatorii noncasnici, o scădere a consumului de energie pentru consumatorii casnici şi o creştere semnificativă a preţului mediu de vânzare a energiei electrice pentru ambele categorii de clienţi. Datele analizate au fost preluate din *Raportul privind rezultatele monitorizării pieţei de energie electrică în luna ianuarie 2025*, emis de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei.

Prognoza echilibrului energetic s-a realizat într-un context macroeconomic dificil, perturbat de un grad crescut de incertitudini provenite din manifestarea şi suprapunerea unor crize, cu impact semnificativ asupra sectorului energetic, cu referinţă directă la continuarea crizei energetice, determinată de o ofertă scăzută de produse energetice la nivel mondial, ceea ce a condus, însă din anul anterior, la majorări semnificative de preţ.

O aşteptarea a implementării proiectului este impunerea ca importul net de energie electrică să evolueze către zero prin creşterea treptată a producţiei interne de energie electrică asigurându-se astfel creşterea independenţei energetice.

Astfel, societatea ROMPETROL RAFINARE S.A. ., prin acest proiect de investiţii *"Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"* îşi propune să participe la obiectivul privind ponderea de 30.7% a energiei regenerabile în consumul final brut de energie până în anul 2030 în România, contribuind la o economie mai eficientă din punct de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică şi mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se va baza pe un nivel înalt de protecţie şi pe îmbunătăţirea calităţii mediului, va aduce un aport semnificativ la creşterea producţiei de energie electrică din surse regenerabile a României, la creşterea economică sustenabilă a Europei şi combaterea schimbărilor climatice.

Având în vedere cele expuse anterior, ajungem la concluzia că această investiţie este necesară atât pentru societate, cât şi pentru comunitatea locală, naţională şi internaţională. Proiectul va contribui pozitiv şi la veniturile financiare ale societăţii, datorită economiei realizată cu cheltuielile generate de consumul de energie electrică, ceea ce va avea implicaţii pozitive asupra activităţii economice şi implicit a clienţilor. Menţionăm că solicitantul ROMPETROL RAFINARE S.A. . va utiliza energia regenerabilă pentru consumul propriu, respectiv pentru consumurile de la punctul de consum (POD: RO002E212268198) Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanţa

Dimensionarea consumului conform auditului electroenergetic

La nivelul ROMPETROL RAFINARE S.A., pentru punctul de consum situat în Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 1-283, Jud. Constanţa, în care se desfăşoară activităţi economice conform CAEN 1920, energia electrică este resursa energetică preluată din afara conturului analizat, iar măsurarea acesteia se face conform contractului de furnizare existent.

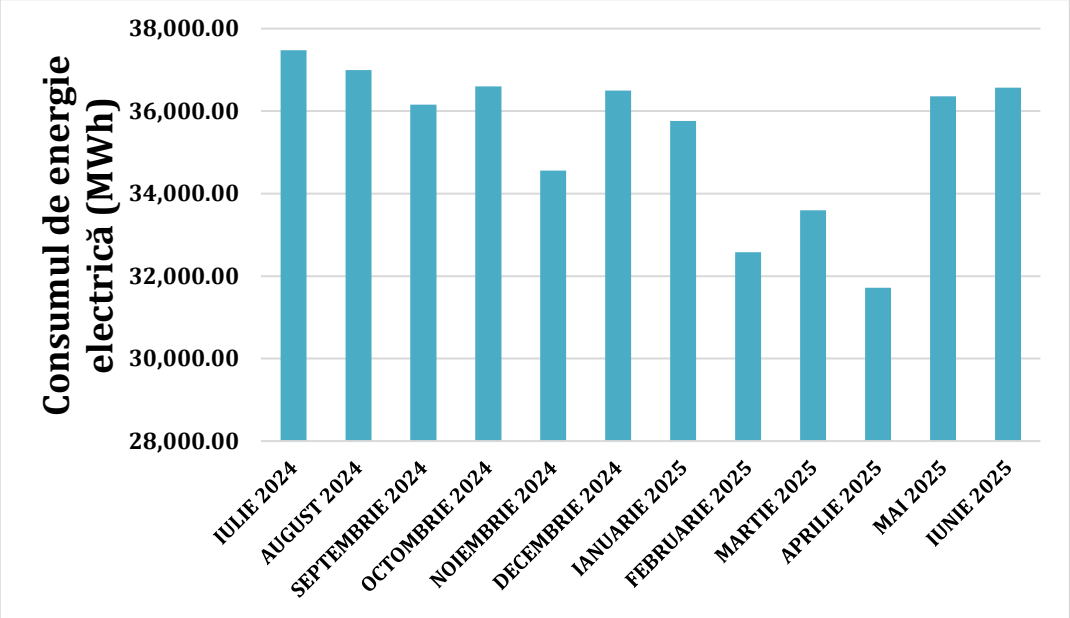
Analiza consumatorilor de energie electrică înregistrat pe o perioadă de 12 luni consecutive, între Iulie 2024 şi Iunie 2025.

Tabelul de mai jos prezintă evoluţia consumului lunar de energie electrică în ordine cronologică înregistrat în perioada Iulie 2024 şi Iunie 2025, în conformitate cu valorile curbelor de consum, dar şi a facturilor, obţinute de la Operatorul de Distribuţie.

Tabelul 1. Consumul de energie electrică

	Consumul de energie electrică [MWh] *POD RO002E212268198*		Nr. facturii	Perioada
1.	IULIE 2024	37,476.78	BZGETEE24 5329	01.07.24 - 31.07.24
2.	AUGUST 2024	36,994.58	BZGETEE24 6316	01.08.24 - 31.08.24
3.	SEPTEMBRIE 2024	36,153.74	BZGETEE24 7395	01.09.24 - 30.09.24
4.	OCTOMBRIE 2024	36,598.32	BZGETEE24 8374	01.10.24 - 31.10.24
5.	NOIEMBRIE 2024	34,560.90	BZGETEE24 9391	01.11.24 - 30.11.24
6.	DECEMBRIE 2024	36,496.94	BZGETEE24 10544	01.12.24 - 31.12.24
7.	IANUARIE 2025	35,758.27	BZGETEE24 11214	01.01.25 - 30.01.25
8.	FEBRUARIE 2025	32,576.15	BZGETEE25 441	01.02.25 - 28.02.25
9.	MARTIE 2025	33,595.47	BZGETEE25 3395	01.03.25 - 31.03.25
10.	APRILIE 2025	31,717.62	BZGETEE25 4476	01.04.25 - 30.04.25
11.	MAI 2025	36,358.68	BZGETEE25 6757	01.05.25 - 31.05.25
12.	IUNIE 2025	36,566.11	BZGETEE25 7845	01.06.25 - 30.06.25
TOTAL CONSUM (MWh)		**424,853.58**		

De asemenea, evoluţia anuală a consumul de energie electrică în 12 luni raportată la consumul descris anterior poate fi observată în graficul de mai jos.



Din analiza datelor prezentate, rezultă că pentru perioada de referinţă s-a înregistrat un consum anual total de energie electrică de 424,853.58 MWh/an ceea ce indică un consum semnificativ de energie electrică.

Analiza datelor de producţie

În cadrul proiectului vor fi analizate datele de producţie pentru 2 scenarii:

- ***Scenariul 1*** – Module fotovoltaice monocristaline bifaciale, cu o putere nominală de 650 Wp şi invertoare de 300, respectiv 175 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4 MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4 MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA.
- ***Scenariul 2*** – Module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 450 Wp şi invertoare de 100 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA

Scenariul 1

La puterea instalată recomandată de **9.4 MWp**, producţia anuală a centralei fotovoltaice este de minim **9844.91 MWh/an** cu un randament anual minim **1,047.14 kWh/kWp** ce nu include consumul propriu al centralei fotovoltaice.

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

Rezultatele simulării	
Puterea instalată a centralei fotovoltaice	9.4 MWp
Randamentul anual specificat	1,047.14MWh/MWp
Producţia anuală a centralei fotovoltaice	9844.91 MWh/an
Emisii de CO_2 evitate	6,024.10 tone/an

Rezultatele au fost determinate utilizând software-ul de proiectare pentru centrale fotovoltaice PVSOL.

PVSOL este un pachet software avansat, dezvoltat de compania germană **Valentin Software**, dedicat proiectării, simulării dinamice şi analizei detaliate a sistemelor fotovoltaice, atât conectate la reţea, cât şi autonome.

Programul permite dimensionarea precisă a instalaţiilor fotovoltaice şi oferă posibilitatea de a crea modele 3D ale clădirilor şi împrejurimilor pentru simularea efectelor de umbrire pe tot parcursul anului.

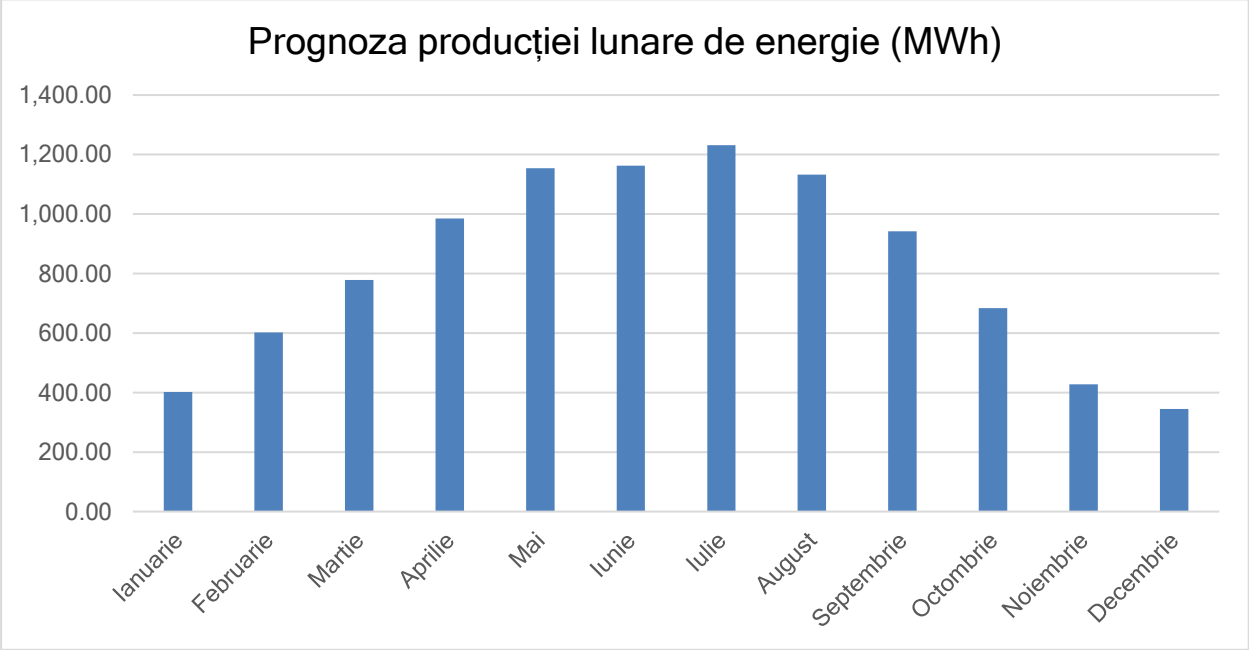
PVSOL integrează o bază de date extinsă, actualizată constant, cu mii de modele de panouri fotovoltaice, invertoare, optimizatoare şi sisteme de stocare a energiei, provenite de la producători consacraţi.. Pentru date meteorologice, programul foloseşte fişiere din diverse surse internaţionale, inclusiv Meteonorm, şi permite importul de date proprii pentru o simulare cât mai realistă.

PVSOL permite evaluarea rapidă a producţiei în faza iniţială a proiectului, calculul detaliat al performanţei pe intervale orare, analiza pierderilor, calculul balanţei energetice, estimarea emisiilor de CO_2 evitate,. Programul ia în considerare toate tipurile de pierderi – de la eficienţa de conversie a modulelor, până la influenţa temperaturii, gradul de murdărire, umbrire parţială şi pierderi în reţea.

Prognoza producţiei lunare de energie:

Luna	Producţie de energie electrică [MWh]
Ianuarie	402.20
Februarie	601.60
Martie	778.12
Aprilie	985.13
Mai	1,153.99
Iunie	1,162.23
Iulie	1,231.89
August	1,132.78
Septembrie	941.58
Octombrie	683.45
Noiembrie	427.31
Decembrie	344.63
TOTAL	**9,844.91**

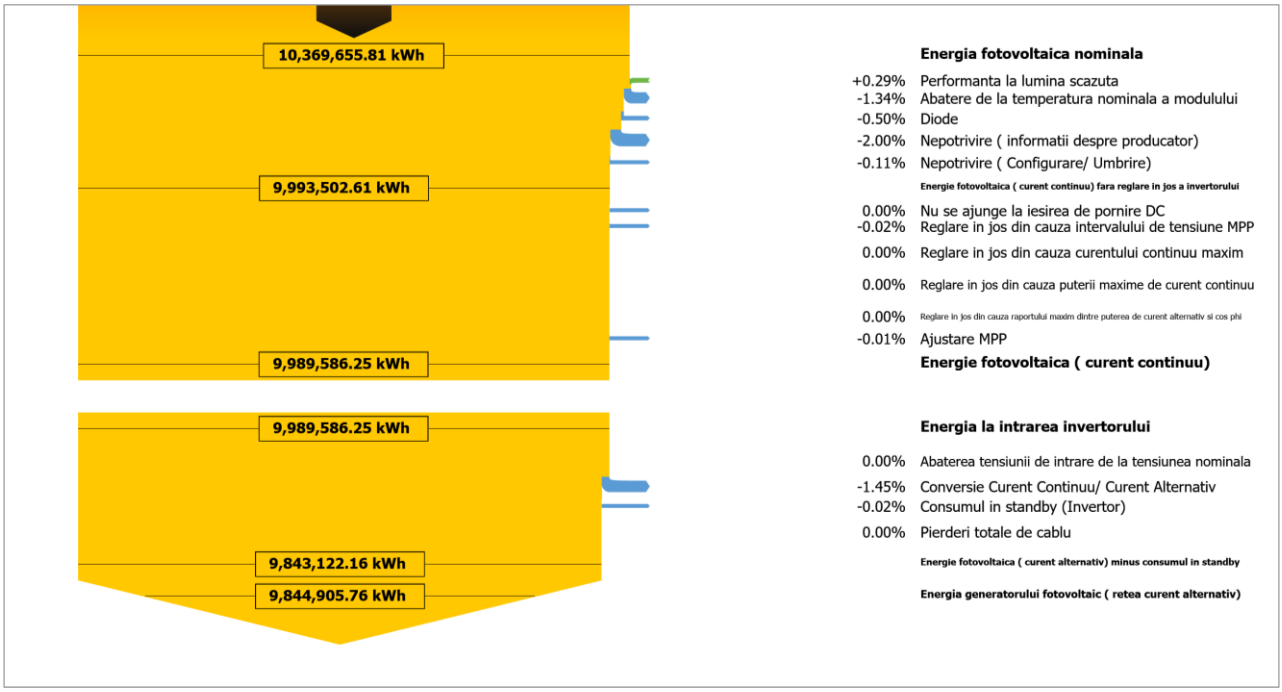
Reprezentarea grafică a producţiei lunare este următoarea:



Bilanţul energetic al sistemului fotovoltaic - Scenariul 1

Energia fotovoltaica nominala	**10,369,655.81 kWh**	
Performanta la lumina scazuta	29,692.61 kWh	0.29 %
Abatere de la temperatura nominala a modulului	-139,738.95 kWh	-1.34 %
Diode	-51,298.05 kWh	-0.50 %
Nepotrivire (informatii despre producator)	-204,166.23 kWh	-2.00 %
Nepotrivire (Configurare/ Umbrire)	-10,642.59 kWh	-0.11 %
Energie fotovoltaica (curent continuu) fara reglare in jos a invertorului	**9,993,502.61 kWh**	
Nu se ajunge la iesirea de pornire DC	-449.91 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza intervalului de tensiune MPP	-2,316.52 kWh	-0.02 %
Reglare in jos din cauza curentului continuu maxim	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza puterii maxime de curent continuu	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza raportului maxim dintre puterea de curent alternativ si cos phi	0.00 kWh	0.00 %
Ajustare MPP	-1,149.94 kWh	-0.01 %
Energie fotovoltaica (curent continuu)	**9,989,586.25 kWh**	
Energia la intrarea invertorului	**9,989,586.25 kWh**	
Abaterea tensiunii de intrare de la tensiunea nominala	0.00 kWh	0.00 %
Conversie Curent Continuu/ Curent Alternativ	-144,680.49 kWh	-1.45 %
Consumul in standby (Invertor)	-1,783.60 kWh	-0.02 %
Pierderi totale de cablu	0.00 kWh	0.00 %
Energie fotovoltaica (curent alternativ) minus consumul in standby	**9,843,122.16 kWh**	
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	**9,844,905.76 kWh**	

Bilanţul energetic în Diagrama Sankey - Scenariul 1



Scenariul 2

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

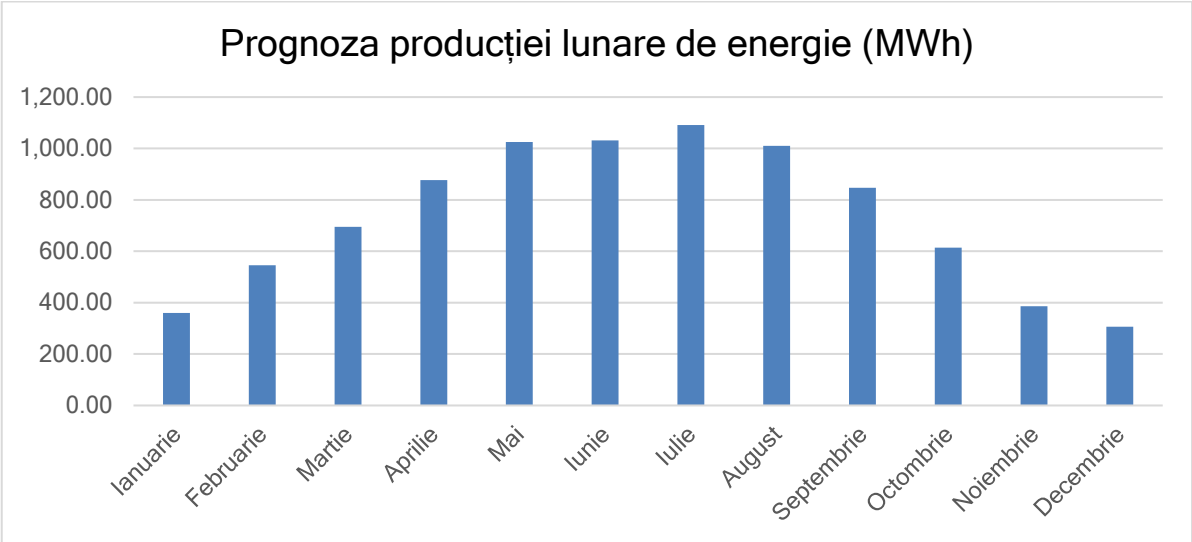
Rezultatele simulării

Puterea instalată a centralei fotovoltaice	9.4 MWp
Randamentul anual specificat	934.89 kWh/kWp
Producţia anuală a centralei fotovoltaice	8790.43 MWh/an
Emisii de CO_2 evitate	5378.8 tone/an

Prognoza producţiei lunare de energie:

Luna	Producţia de energie electrică (MWh)
Ianuarie	360.00
Februarie	545.51
Martie	695.51
Aprilie	876.36
Mai	1,025.56
Iunie	1,031.12
Iulie	1,091.71
August	1,010.82
Septembrie	847.03
Octombrie	613.85
Noiembrie	386.18
Decembrie	306.77
TOTAL	8,790.43

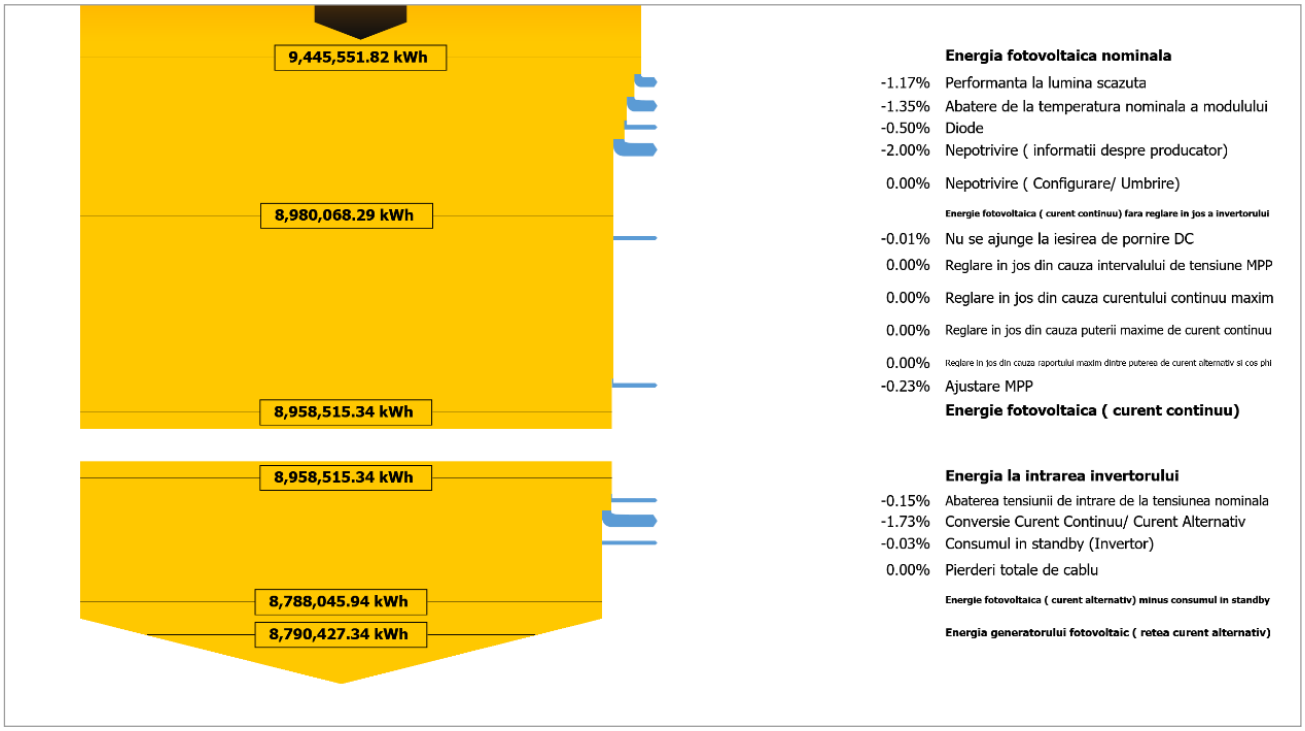
Reprezentarea grafică a producţiei lunare este următoarea:



Bilanţul energetic al sistemului fotovoltaic - Scenariul 2

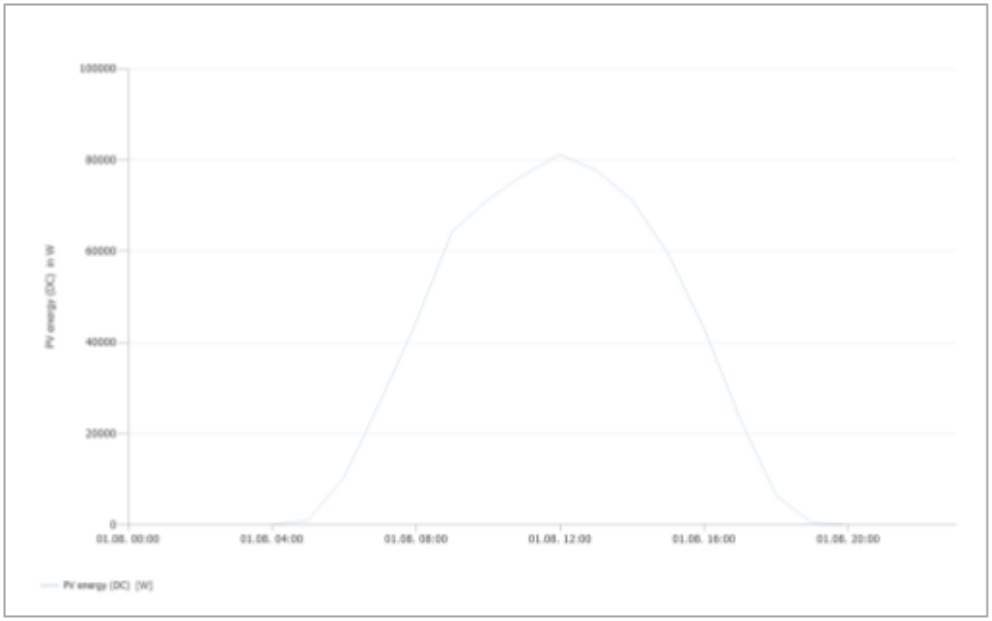
Energia fotovoltaica nominala	**9,445,551.82 kWh**	
Performanta la lumina scazuta	-110,589.68 kWh	-1.17 %
Abatere de la temperatura nominala a modulului	-125,580.24 kWh	-1.35 %
Diode	-46,046.91 kWh	-0.50 %
Nepotrivire (informatii despre producator)	-183,266.70 kWh	-2.00 %
Nepotrivire (Configurare/ Umbrire)	0.00 kWh	0.00 %
Energie fotovoltaica (curent continuu) fara reglare in jos a invertorului	**8,980,068.29 kWh**	
Nu se ajunge la iesirea de pornire DC	-454.85 kWh	-0.01 %
Reglare in jos din cauza intervalului de tensiune MPP	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza curentului continuu maxim	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza puterii maxime de curent continuu	0.00 kWh	0.00 %
Reglare in jos din cauza raportului maxim dintre puterea de curent alternativ si cos phi	0.00 kWh	0.00 %
Ajustare MPP	-21,098.09 kWh	-0.23 %
Energie fotovoltaica (curent continuu)	**8,958,515.34 kWh**	
Energia la intrarea invertorului	**8,958,515.34 kWh**	
Abaterea tensiunii de intrare de la tensiunea nominala	-13,711.13 kWh	-0.15 %
Conversie Curent Continuu/ Curent Alternativ	-154,376.87 kWh	-1.73 %
Consumul in standby (Invertor)	-2,381.40 kWh	-0.03 %
Pierderi totale de cablu	0.00 kWh	0.00 %
Energie fotovoltaica (curent alternativ) minus consumul in standby	**8,788,045.94 kWh**	
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	**8,790,427.34 kWh**	

Bilanţul energetic în Diagrama Sankey - Scenariul 2



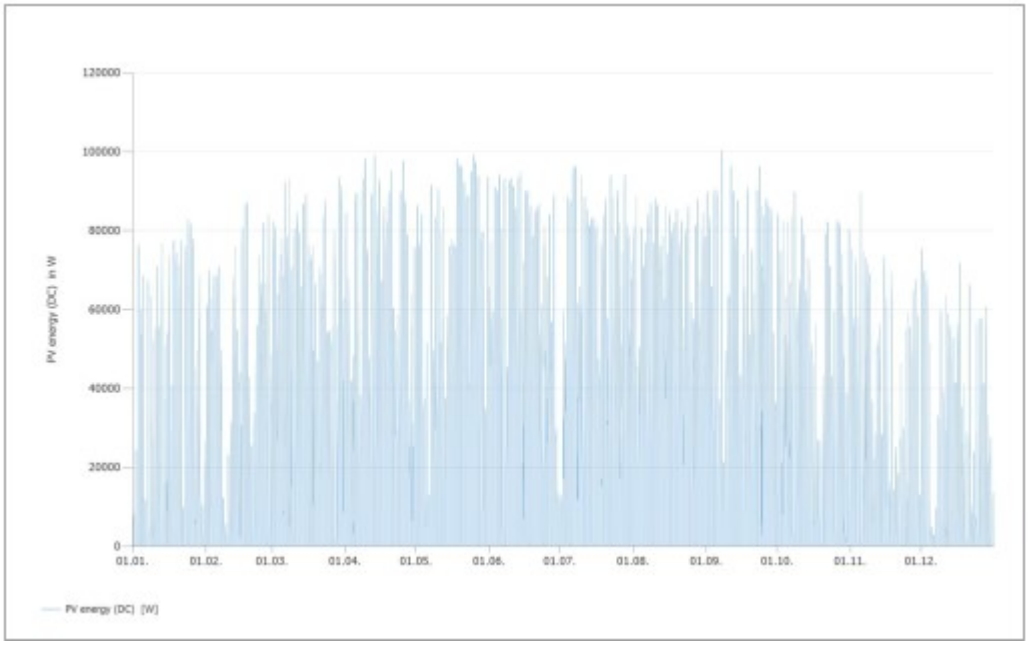
<u>Prezentarea curbei zilnice de producţie a centralei fotovoltaice</u>

Graficul de mai jos prezintă o simulare a producţiei, realizată în programul dedicat sistemelor solare PVSOL. Graficul este reprezentat orar, pe timpul unei zile de vară. Se observă că producţia centralei fotovoltaice este mai mare în intervalul orar 10:00 – 12:00. Curba de producţie diferă în funcţie de anotimp.



Prezentarea curbei anuale de producţie a centralei fotovoltaice

Graficul de mai jos reprezintă simularea producţiei centralei fotovoltaice în decursul unui an.



Raportul detaliat rezultat în urma dimensionării instalaţiei fotovoltaice a fost realizat în software-ul de proiectare PVSOL şi este parte anexată a prezentei documentaţii tehnice.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei publice

Proiectul prevede amplasarea centrala electrică fotovoltaică de 9.4 MWp si traseul de racord se va amplasa pe terenurile identificate prin Cărţile Funciare Nr. 101923, 101924, 101925, 101927, 108696 si 101928.

Obiectivul general al proiectului *"Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"*: ***creşterea independenţei energetice a societăţii*** **ROMPETROL RAFINARE S.A. .** ***ca urmare a majorării producţiei şi utilizării de energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum.***

Realizarea proiectului propus la finanţare de solicitant este relevant, în contextul în care acesta îşi propune să aducă o contribuţie echitabilă la realizarea ţintei de decarbonizare a Uniunii Europene şi va urma cele mai bune practici de protecţie a mediului. Depunerea ofertei în cadrul apelului *Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurenţială* cu impact asupra reducerii consumului de energie clasică concomitent cu creşterea consumului de energie din surse regenerabile, precum şi scăderea emisiilor de gaze cu efect de seră, reprezintă angajamentele principale pentru realizarea ţintelor.

Astfel, la nivel european s-a impus conform Directivei (UE) 2023/2413 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile un **obiectiv global obligatoriu al UE pentru anul 2030 privind obţinerea unei ponderi de cel puţin 42.5% a energiei din surse regenerabile, cu un obiectiv orientativ suplimentar de 45%.**

Întreg sectorul energetic românesc a fost pus în faţa tranziţiei de la dezideratul independenţei energetice, la condiţiile pieţelor de schimb liber. Astfel, principala provocare pentru sectorul energetic consta în reconfigurarea sistemului energetic şi reformarea pieţei de energie pentru a putea face faţă competiţiei de piaţă. ***O provocare suplimentară pe termen lung pentru sectorul energetic românesc va fi aceea de a contribui la realizarea obiectivului Uniunii Europene de a deveni primul continent neutru din punct de vedere al climei, cu emisii „net zero" la orizontul anului 2050***, însemnând ca toate emisiile degajate să fie absorbite, fie pe căi naturale, fie pe căi artificiale, precum tehnologii de stocare a carbonului.

Acest obiectiv face parte din noua strategie de dezvoltare a Uniunii către o economie verde şi durabilă, în cadrul pachetului de politici şi măsuri ***„Pactul ecologic european***", care presupune o revizuire cuprinzătoare a ansamblului de măsuri convenite între Uniunea Europeană şi fiecare ţară candidată la aderare în domeniu. În acest sens, obiectivele naţionale vor fi de aliniere la ţintele Uniunii la orizontul anului 2050, cu scopul de a gestiona în mod echitabil tranziţia sectorului energetic românesc către producerea de energie curată, din surse regenerabile.

Proiectul va contribui la creşterea producţiei de energie din surse regenerabile, cât şi la reducerea majoră a emisiilor de CO_2 din regiunea de Sud-Est a României.

Avantajele achiziţionării sistemului de panouri fotovoltaice destinat autoconsumului de energie electrică din surse regenerabile de firma **ROMPETROL RAFINARE S.A.** sunt reprezentate după cum urmează:

- decarbonizarea sectorului energetic al României prin producerea de energie electrică din surse regenerabile;
- Reducerea folosirii combustibililor fosili, a petrolului şi a gazului, substanţe care emit un procent de 48% din totalul emisiilor de CO_2 în UE;
- contribuţie la o economie mai eficientă din punct de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică şi mai competitivă, care va asigura o dezvoltare durabilă;
- asigurarea paşilor necesari în vederea obţinerii statutului de independentă energetică a societăţii **ROMPETROL RAFINARE S.A. .** prin producerea de energie verde din surse regenerabile pentru autoconsum, ca urmare a instalării centralei fotovoltaice prevăzută a fi realizată prin prezentul proiect ce va duce la o producţie anuală în condiţii optime de 9844.91 MWh/an şi la o scăderea a gazelor cu efect de seră cu 6,024.10tone/an;
- contribuţia la protecţia şi îmbunătăţirea calităţii mediului şi combaterea schimbărilor climatice;

- creşterea rezilienţei societăţii la criza energetică din Europa ca urmare a asigurării necesarului de energie pentru autoconsum din resurse regenerabile de energie solare.

Astfel, implementarea proiectului de investiţii propus de **ROMPETROL RAFINARE S.A.** , "Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare" este în complementaritate cu *Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050*, prin dezvoltarea şi creşterea competitivităţii economiei României, creşterea calităţii vieţii şi grija pentru mediul înconjurător ce sunt indisolubil legate de dezvoltarea şi modernizarea sistemului energetic. Resursele necesare creşterii sistemului energetic sunt pregătite să susţină dezvoltarea industriei şi a agriculturii, a economiei în ansamblul său, precum şi îmbunătăţirea calităţii vieţii atât în mediul urban, cât şi în mediul rural.

De asemenea, proiectul contribuie la obiectivul general al Strategiei ce constituie creşterea sectorului energetic în condiţii de sustenabilitate şi creştere economică, ţinând cont de ţintele UE la 2030, respectiv *Pactul Ecologic European la 2050*, dezvoltarea sectorului energetic fiind privită ca parte a procesului de dezvoltare a României, *Strategia energetică a României* fiind realizată pentru orizontul de timp 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, ţinând cont de necesităţile şi de obligaţiile internaţionale ale României, dar şi de realizarea scenariului optim de dezvoltare a sistemului energetic naţional pentru acest moment, şi a obiectivelor privind *producţia majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacităţi de producere a energiei din surse regenerabile pentru autoconsumul întreprinderilor din cadrul sectorului agricol şi industriei alimentare,* contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt:

Obiectiv specific 1: **Asigurarea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum (100%) şi optimizarea costurilor cu energia electrică la nivelul societăţii ROMPETROL RAFINARE S.A. . ca urmare a achiziţionării şi instalării unei centrale fotovoltaice în maxim 12 luni de la semnarea contractului de finanţare.**

În vederea asigurării alimentării cu energie regenerabilă pentru autoconsum a societăţii, solicitantul şi-a propus ca prin prezentul proiect să achiziţioneze o centrală fotovoltaică ce va asigura o producţie anuală de energie în condiţii optime de 9844.91 MWh/an.

Obiectiv specific 2: **Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră generate de consumul cu energia electrică primară pentru susţinerea activităţii economice a ROMPETROL RAFINARE S.A. din primul an după implementarea proiectului.**

Pe lângă scădere cantităţii de energie din surse clasice necesară funcţionării, utilizarea energiei din surse regenerabile de energie ca urmare a realizării centralei fotovoltaice va duce inclusiv la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră în perspectiva implementării proiectului. Astfel, metodologiei de calcul menţionată în Ghidul solicitantului, scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră este de 6,024.10 echivalent tone CO_2/an.

Obiectiv specific 3: **Reducerea intensităţii energetice a activităţii ROMPETROL RAFINARE S.A. . ca urmare a implementării de soluţii de înlocuire a energiei clasice consumate şi producţia de energie regenerabilă ce va fi utilizată în proporţie de 100% pentru autoconsum, în perioada de durabilitate a proiectului**.

Obiectiv specific 4: **Asigurarea promovării obţinerii de energie din surse regenerabile la nivelul întreprinderilor şi asigurarea unei implementări fără probleme a proiectului, pe perioada de implementare a proiectului**.

ROMPETROL RAFINARE S.A. va asigura măsurile de informare şi publicitate pentru proiect prin realizarea măsurilor şi materialelor de comunicare şi informare obligatorii conform Anexei la Ghidul Solicitantului (comunicat de presă pentru începerea proiectului, comunicat de presă pentru finalizarea implementării proiectului, afiş/panou A2 la locul de implementare al proiectului).

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII

Pentru acest studiu de fezabilitate, s-au analizat două scenarii cu tehnologii şi echipamente diferite. Caracteristicile tehnice ale echipamentelor sunt considerate a fi minime. Prin urmare scenariile sunt prezentate astfel:

- ***Scenariul 1*** – Module fotovoltaice monocristaline bifaciale, cu o putere nominală de 650 Wp şi invertoare de 300, respectiv 175 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4 MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4 MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA
- ***Scenariul 2*** – Module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 450 Wp şi invertoare de 100 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA

3.1. Particularităţi ale amplasamentului

Descrierea amplasamentului, cuprinsă în acest subcapitol, este valabilă pentru ambele scenarii de proiect (scenariul 1 şi scenariul 2) prezentate mai sus.

a) Descrierea amplasamentului



Rompetrol Rafinăria Petromidia este amplasată în orașul Năvodari, județul Constanța, pe malul Mării Negre, la aproximativ 20 km nord de Portul Constanța . Are un climat subtropical umed cu influențe oceanice și semi-aride. Există patru anotimpuri distincte în timpul anului.

Clima evoluează pe fondul general al climei temperate continentale, prezentând anumite particularități legate de poziția geografică și de componentele fizico-geografice ale teritoriului. Existența Mării Negre și, la nivel mai mic, a Dunării, cu o permanentă evaporare a apei, asigură umiditatea aerului și totodată provoacă reglarea încălzirii acestuia. Temperaturile medii anuale se înscriu cu valori superioare mediei pe România + 11,2ºC. Temperatura minimă înregistrată în Constanța a fost -25 °C la data de 10 februarie 1929, iar cea maximă +38,5 °C la data de 10 august 1927. Vânturile sunt determinate de circulația generală atmosferică. Brizele de zi și de noapte sunt caracteristice întregului județ Constanța.

Vara (începutul lunii iunie până la mijlocul lunii septembrie) este caldă și însorită, cu o medie de iulie și august de 23 °C. Majoritatea zilelor de vară văd o adiere blândă revigorantă a temperaturilor din timpul zilei. Nopțile sunt calde și oarecum mohorâte din cauza căldurii stocate de mare.

Toamna începe la jumătatea sau sfârșitul lunii septembrie cu zile călduroase și însorite. Septembrie poate fi mai cald decât iunie, datorită căldurii acumulate de Marea Neagră pe timpul verii. Primul îngheț apare în medie la jumătatea lunii noiembrie.

Iarna este mai blândă decât alte orașe din sudul României. Zăpada nu abundă, dar vremea poate fi foarte vântoasă și neplăcută. Iarna ajunge mult mai târziu decât în interior, iar vremea din decembrie este adesea blândă, cu temperaturi ridicate care ating 8 °C - 12 °C. Temperatura medie a lunii ianuarie este de 1 °C. Furtunile de iarnă, care apar când marea devine deosebit de trădătoare, sunt o întâmplare frecventă între decembrie și martie.

Primăvara ajunge devreme, dar aerul este destul de plăcut. Adesea, în aprilie și mai, coasta Mării Negre este unul dintre cele mai frumoase locuri din România întâlnite la o altitudine mai mică de 500 m.

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

Accesul pe terenul amplasamentului se poate din drumului județean DJ 226

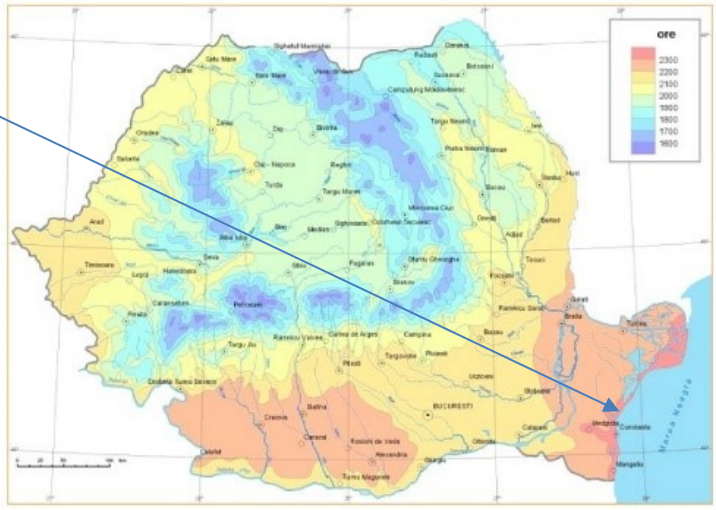
c) Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Locația implementării proiectului se învecinează cu:

- N - drumului județean DJ 226 urmat de Lacul Corbu
- E - teren identificat cu Extrasul de Carte Funciară Nr. 101928
- S – drum feroviar si Gara Capul Midia
- V - drumului județean DJ 22

d) Date climatice şi particularităţi de relief

Coordonate geografice ale CEF:
44°21'12.9"N Latitudine nordică
28°40'18.8"E– Latitudine estică



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

Condiţii climatice:

- ✓ Altitudine: 25 m deasupra nivelului mării
- ✓ Conform P100/1-2013, "Cod de proiectare seismică – partea 1", intensitatea pentru proiectare a hazardului seismic este descrisa de valoarea de vârf a acceleraţiei terenului, ag (acceleraţia terenului pentru proiectare) determinata pentru intervalul mediu de recurenta de referinţă (IMR) de 225 ani, corespunzător stării limită ultime (SLU), are valoarea ag=0.20 g. Valoarea perioadei de control (colţ) a spectrului de răspuns este Tc=0,7 sec.
- ✓ Din punct de vedere seismic, amplasamentul analizat se încadrează în macrozona de intensitate seismică "7_1" (Conform SR 11100/1-93 "Zonare seismică – Macrozonarea Teritoriului României"). Această valoare reprezintă o intensitate cu valoarea de 7_1 pe scara MSK având o perioadă medie de revenire de 50 de ani (indicele 1).
- ✓ Încărcări climatice.
  - Conform CR1-1-3:2012, zona cercetată se încadrează în zona de calcul a valorii încărcării din zăpadă pe sol (S0,k) de 1,5 kN/m2.
  - Conform Normativului CR1-1-4/2012 presiunea de referinţă a vântului pentru zona cercetată este de 0,5 kPa, iar conform SR EN 1991-1-4/NB: 2007 valoarea fundamentală a vitezei de referinţă a vântului este Vb,0 =25 m/s.

Condiţii de mediu:

- ✓ Nivel de poluare: gradul III (Puternic) - Zone situate în apropierea mării sau expuse la vânturi relativ puternice dinspre mare; conf. NTE001/03/00
- ✓ Zona meteo din punct de vedere al indicelui cronokeraunic conform NTE001/03/00: zona D, caracterizată de următoarele valori
  - durata medie anuală a orajelor pe 11 ani este de 79 ore;
  - numărul mediu de zile cu oraje pe 11 ani este de 29 zile.

e) Existenţa unor: - reţele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferenţe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existenţa condiţionărilor specifice în cazul existenţei unor zone protejate; terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională
   - Reţele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate – nu este cazul;
   - Posibile interferenţe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
   - Existenţa condiţionărilor specifice în cazul existenţei unor zone protejate sau de protecţie – nu este cazul;
   - Terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională – nu este cazul.

f) Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

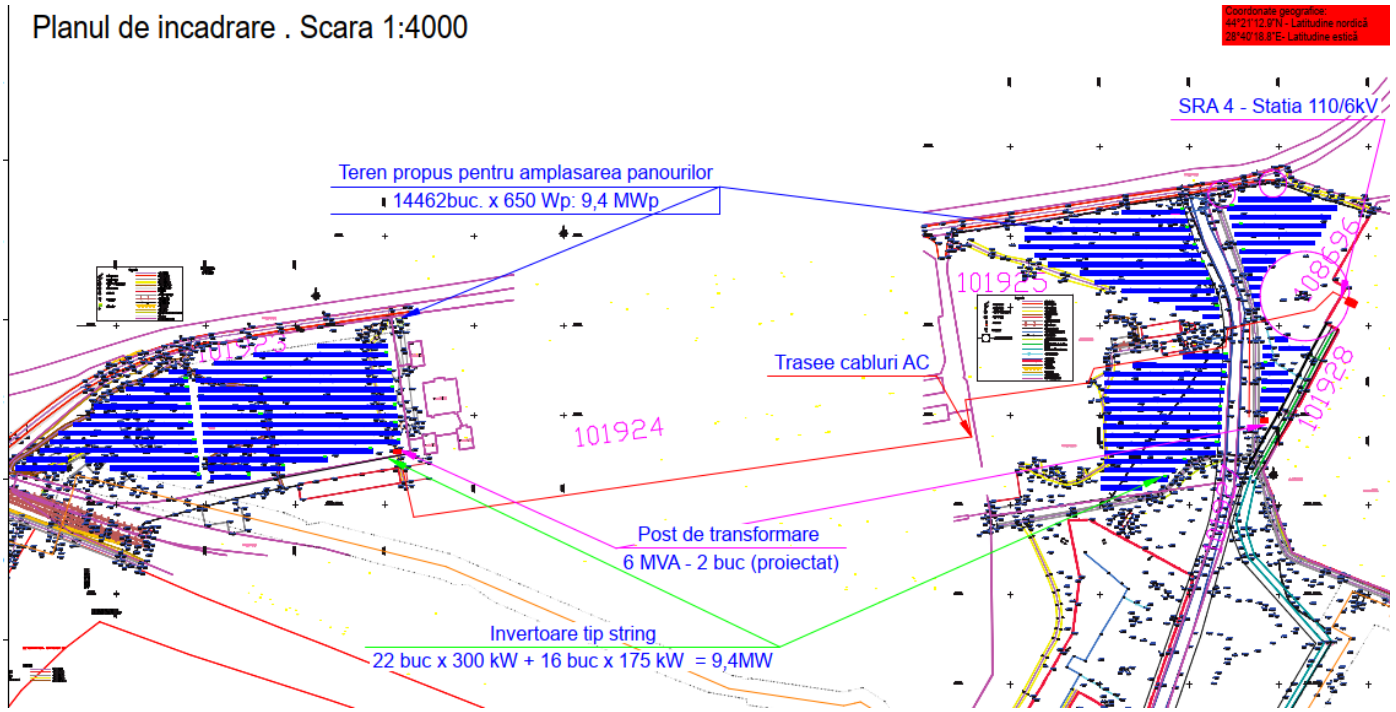
Pentru realizarea proiectului "Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare" sa intocmit studiu geotehnic NR.204/2022 executat de S.C GEOCONSTURCT SRL. Studiul se va anexa la aceasta documentatie.

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic

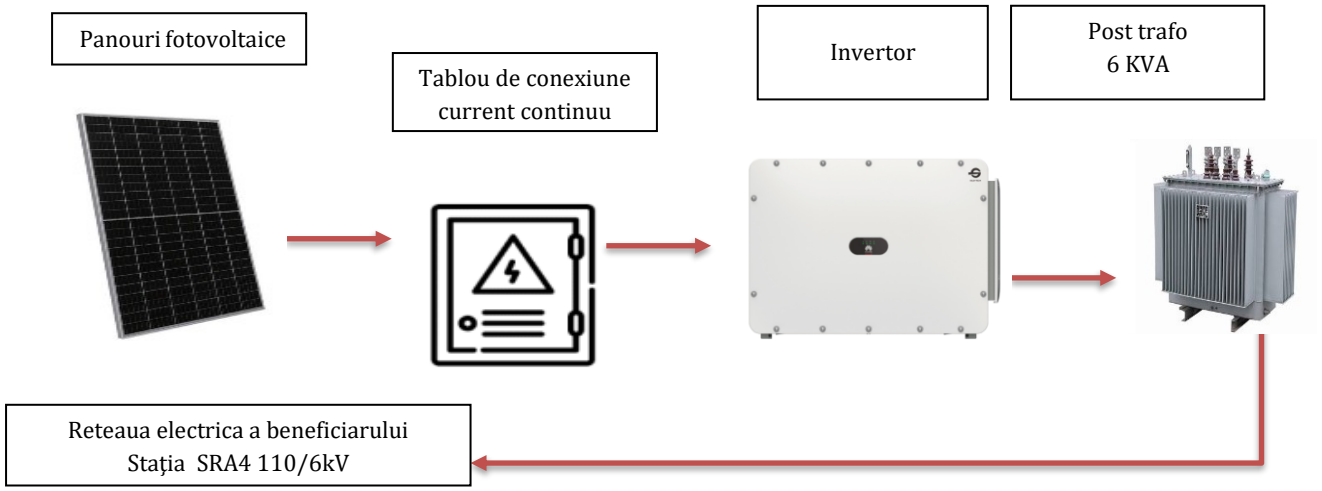
Soluţiile propuse către analiză descriu tipul de echipamente principale ale centralei fotovoltaice:

- ✓ Structura metalică de fixare a panourilor fotovoltaice;
- ✓ Panouri fotovoltaice;
- ✓ Tablou electric de conexiune curent continuu;
- ✓ Invertoare;
- ✓ Post de transformare
- ✓ Sistemul de monitorizare/operare al centralei;
- ✓ Cabluri electrice şi accesorii (DC şi AC), cabluri de comunicaţie, instalaţia de împământare.

În urma documentaţiei pusă la dispoziţie de către Beneficiar, a fost analizat terenul amplasamentului pentru instalarea panourilor fotovoltaice (conform planului de situaţie):



- Schema bloc a centralei fotovoltaice propuse -

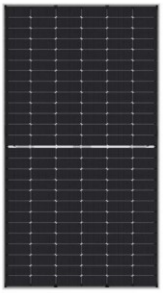


Scenariul 1 – Module fotovoltaice monocristaline bifaciale, cu o putere nominală de 650 Wp şi invertoare de 300, respectiv 175 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4 MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4 MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA

Centrala fotovoltaică va fi alcătuită dintr-un număr de 14462 module fotovoltaice cu puterea minimă de 650 Wp. Panourile vor prezenta un randament minim nominal de 24.06% în Condiţii Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanţă minimă de 88.85% faţă de nominal după 30 de ani de funcţionare.

Sistemul va fi prevăzut cu 22 invertoare trifazate de 300 kW dar şi cu 16 invertoare trifazate de 175 kW.

- **Module fotovoltaice**: 14462 module fotovoltaice cu puterea minimă instalată de minim 650 Wp



Modul fotovoltaic 650 Wp

(imagine cu titlu de prezentare)

Caracteristicile tehnice ale modulelor monocristaline 650 Wp (STC*) sunt prezentate mai jos:

Caracteristică tehnică	Valoare la condiţii	u.m.
Tip celule	N Type Monocristalin Bifacial	-
Putere nominală minimă	650	Wp
Eficienţa minimă	24.06	%

*STC – s-au luat în considerare următoarele condiţii: Iradiaţia = 1000 W/m^2, Temperatura celulei = 25 ^{o}C şi AM (masa de aer) = 1.5 G

Invertorul converteşte energia de curent continuu produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ.

- **Invertoare:** 22 invertoare trifazate de 300 kW + 16 invertoare trifazate de 175 kW



Invertor 300 kW



Invertor 175 kW

(imagini cu titlu de prezentare)

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate sunt prezentate mai jos:

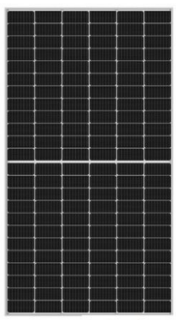
	Invertor 300 kW	Invertor 175 kW	
Caracteristică tehnică	**Valoare**		**u.m.**
Putere nominală (AC)	300	175	kW
Tensiunea nominală la ieşire	800	800	V
Eficienţa europeană	98.8	98.69	%

Scenariul 2 – Module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 450 Wp şi invertoare de 100 kW: puterea instalată în curent continuu de 9.4MWp – puterea instalată în curent alternativ de 9.4MW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA

Centrala fotovoltaică va fi alcătuită dintr-un număr de 20889 module fotovoltaice cu o putere nominală minimă de 450 Wp. Panourile vor prezenta cu un randament minim nominal de 20.2 % în Condiţii Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanţă de minim 80.0 % faţă de nominal după 25 de ani de funcţionare.

Sistemul va fi prevăzut cu 94 invertoare trifazate de tip string, cu puterea minimă nominala de 100 kW şi o eficienţă minim de 98.4%,

- **Module fotovoltaice**: 20889 module fotovoltaice cu puterea minimă instalată de 450 Wp



Modul fotovoltaic 450 Wp

(imagine cu titlu de prezentare)

Caracteristicile tehnice ale modulelor monocristaline 450 Wp (STC*) sunt prezentate mai jos:

Caracteristică tehnică	Valoare la condiţii	u.m.
Tip celule	Monocristalin	-
Putere nominală minimă	450	Wp
Eficienţa minimă	20.2	%

*STC – s-au luat în considerare următoarele condiţii: Iradiaţia = 1000 W/m², Temperatura celulei = 25 °C şi AM (masa de aer) = 1.5 G

- **Invertoare:** 94 invertoare cu puterea instalată minimă de 100 kW,



Invertor 100 kW (imagine cu titlu de prezentare)

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW, sunt prezentate mai jos:

Invertor 100 kW		
Caracteristică tehnică	valoare	u.m.
Putere nominală (AC)	100	kW
Tensiunea nominală la ieşire	400	V
Eficienţa europeană	98.4	%

3.3. Costurile estimative ale investiţiei

Prezentul capitol cuprind sumele indexate devizelor generale aferente obiectivului de investiţie, întocmit la faza studiului de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG nr. 907 /2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice.

Devizele sunt anexate Studiului de Fezabilitate.

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiţii, cu luarea în considerare a costurilor unor investiţii similare, ori a unor standarde de cost pentru investiţii similare corelativ cu caracteristicile tehnice şi parametrii specifici obiectivului de investiţii, sunt prezentate în anexă la prezenta documentaţie.

Scenariul 1

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiţiei	36,748,097.00	44,427,077.33

Scenariul 2

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiţiei	38,677,217.52	46,759,486.66

Costurile anuale de operare ale centralei electrice fotovoltaice, valabile pentru ambele opţiuni, nu sunt majore. Acestea sunt incluse în analiza tehnico-economică.

Cost de operare anual	Scenariul 1	Scenariul 2
RON, fără TVA	458,416.76	514,552.16

3.4. Studii de specialitate, în funcţie de categoria şi clasa de importanţă a construcţiilor, după caz

- **studiu topografic**

Studiul topografic a fost întocmit de MELNYTOPO SRL este anexat acestei documentati

- **studiu geotehnic şi/sau studii de analiză şi de stabilitate a terenului**

Pentru realizarea proiectului "Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare" sa intocmit studiu geotehnic NR.204/2022 executat de S.C GEOCONSTURCT SRL. Studiul se va anexa la aceasta documentatie.

- **studiu hidrologic, hidrogeologic**

Nu este cazul

- **studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficienţă ridicată pentru creşterea performanţei energetice**

Nu este cazul

- **studiu de trafic şi studiu de circulaţie**

Nu este cazul

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

Nu este cazul

- **studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiţii care se referă la amenajări spaţii verzi şi peisajere**

Nu este cazul

- **studiu privind valoarea resursei culturale**

Nu este cazul

- **studii de specialitate necesare în funcţie de specificul investiţiei.**

Nu este cazul

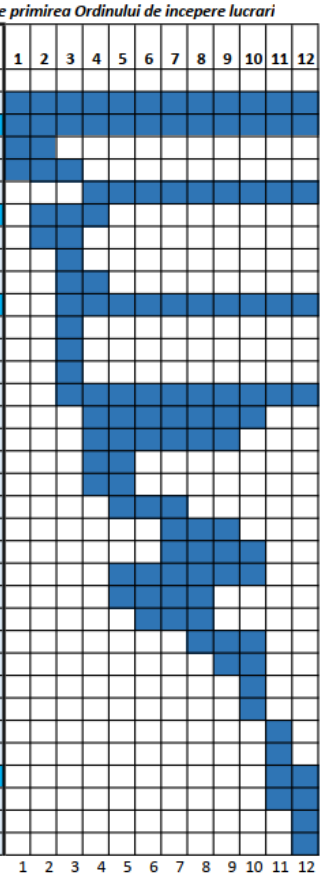
3.5. Grafice orientative de realizare a cheltuielilor cu investiția, dacă sunt aplicabile în această etapă a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Durata estimativă pentru executarea lucrărilor propuse este de 12 luni.

Această durată cuprinde inclusiv etapele de elaborare proiecte tehnice, autorizare execuție, organizare de șantier.

Luna "1" incepe in functie de primirea Ordinului de incepere lucrari

ID	Denumire actititate	Inceputul activitatii	Sfarsitul activitatii	Durata activitatii
1	**Anexa - Graficul de Lucrări**			
2	Durata Estimativa Executie Lucrari (Termene Maxime)	1	12	12
3	**1) Inginerie**	1	12	12
4	1.1 Obtinere avize	1	2	2
5	1.2 Proiect Tehnic + Detalii de Executie	1	3	3
6	1.3 Documentatie AS BUILT	4	12	9
7	**2) Achizitie si Livrare Materiale**	2	4	3
8	2.1 Achizitie Materiale	2	3	2
9	2.2 Livrare Echipamente Principale (Structura, Panouri,Invertoare, TE si Stocare)	3	3	1
10	2.3 Livrare Echipamente Secundare (Componente instalatii Electrice)	3	4	2
11	**4) Constructie/Instalatii**	3	12	10
12	**4.1 Predare/primire amplasament**	3	3	1
13	**4.2 Asigurare acces**	3	3	1
14	**4.3 Amenajare organizare de santier**	3	3	1
15	**4.4 Asistenta tehnica din partea proiectantului**	3	12	10
16	**4.5 Lucrari electrice**	4	10	7
17	*4.5.1 Montaj echipamente primare*	4	9	6
18	4.5.1.1 Montaj Structura Metalica	4	5	2
19	4.5.1.2 Montaj/conexiuni priza de pamant	4	5	2
20	4.5.1.3 Montaj panouri fotovoltaice	5	7	3
21	4.5.1.4 Montaj invertoare	7	9	3
22	4.5.1.5 Montaj tablou electric	7	10	4
23	*4.5.2 Executie circuite primare*	5	10	6
24	4.5.2.1 Trasare circuite curent continuu si pozare cabluri	5	8	4
25	4.5.2.2 Executie conexiuni electrice curent continuu	6	8	3
26	4.5.2.3 Trasare circuite curent alternativ si pozare cabluri	8	10	3
27	4.5.2.4 Executie conexiuni electrice curent alternativ	9	10	2
28	*4.5.3 Executie instalatie de impamantare*	10	10	1
29	4.5.3.1 Legatura la reteaua de impamantare a: invertoarelor, tabloului electric	10	10	1
30	***4.6 Implementare sistem SCADA de monitorizare si control***	11	11	1
31	4.5.4.1 Setarea sistemului SCADA pentru monitorizare si control CEF	11	11	1
32	**5) Teste si PIF**	11	12	2
33	5.1 Probe tehnologice si teste, punerea in functiune si racordare SEN	11	12	2
34	5.2 Pregatirea personalului de exploatare	12	12	1
35	5.3 Receptia lucrarilor Centralei Fotovoltaice	12	12	1



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

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

Analiza de tip cost-beneficiu este realizată conform „Ghidului pentru analiza costuri-beneficii a proiectelor de investiţii" emis de Comisia Europeană. Scopul analizei este de a determina dacă este oportună finanţarea unui anumit proiect şi dacă este necesară implicarea fondurilor structurale în realizarea acestuia. Obiectivele analizei cost-beneficiu vor fi:

- ✓ de a stabili măsura în care proiectul contribuie la obiectivele programului operaţional regional şi în mod special la atingerea obiectivelor axei prioritare în cadrul căreia se solicită fonduri;
- ✓ de a stabili măsura în care proiectul are nevoie de co-finanţare pentru a fi viabil financiar.

Principalul obiectiv al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiară) este de a calcula indicatorii performanţei financiare a proiectului (profitabilitatea sa). Această analiză este dezvoltată, în mod obişnuit, din punctul de vedere al proprietarului (sau administratorului legal) al infrastructurii. Metoda utilizată în dezvoltarea analizei cost-beneficiu financiară este cea a „fluxului net de numerar actualizat". În această metodă, fluxurile non-monetare, cum ar fi amortizarea şi provizioanele, nu sunt luate în considerare. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general de cheltuieli nu vor fi luate în calcul decât în măsura în care sunt cuprinse în cheltuielile eligibile ale proiectului. Ele nu vor fi luate în calcul în determinarea necesarului de finanţat, atât timp cât ele nu constituie o cheltuială efectivă, ci doar o măsură de atenuare a anumitor riscuri.

Perioada de referinţă
Perioada de referinţă este de 20 de ani. Aceasta perioadă este împărţită în două etape:

- Etapa de implementare a proiectului – cu durată de un an (12 luni)
- Etapa de operare a proiectului – cu durată de 19 ani

Analiza opţiunilor
În cadrul acestui subcapitol se va realiza o analiză a opţiunilor posibile pentru prezentul obiectiv de investiţii şi se va concluziona precizarea alternativei selectate.
Pentru proiectul de investiţii s-au definit cele 2 scenarii de baza pentru analiza comparativă a indicatorilor tehnico-economici.

4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia

Riscul este o ameninţare, o posibilitate de producere a unui eveniment cauzator de pagube materiale, umane sau de mediu înconjurător, caracterizat pe de o parte prin gravitatea consecinţelor sale, şi pe de alta parte prin probabilitatea sa de producere.

Analiza factorilor de risc la punerea în operare a unui sistem tehnic/tehnologic, identificarea şi

evaluarea acestora. Astfel, rezultă patru categorii:

- factori intrinseci, caracteristici sistemului tehnic/tehnologic considerat, în toate etapele de creare şi funcţionare a acestuia;
- factori de risc asociaţi condiţiilor de funcţionare şi de amplasare teritorială, care caracterizează efectele posibile a se exercita asupra sistemului tehnic/tehnologic în timpul funcţionarii;
- factori de risc de natură conjuncturală, care pot influenţa prin efecte majore atât concepţia cât şi funcţionarea sistemelor tehnice/tehnologice;
- factorul uman implicat în toate fazele de realizare şi funcţionare a sistemele tehnice/tehnologice, pe toată durata de serviciu a acestora.

Între toate aceste categorii de factori de risc exista interacţiuni şi condiţionări reciproce în etapele de creare a sistemelor tehnice, acţiuni de monitorizare a riscurilor, de asigurare a fiabilităţii şi mentenanţă a acestora.

Factorii intrinseci de risc tehnic, caracteristici sistemelor tehnice/tehnologice care pot genera efecte/accidente majore, se regăsesc în toate fazele de realizare şi funcţionare, asociate sau interdependente, cu celelalte categorii de factori de risc.

Factorii de risc intrinseci asociaţi alegerii şi utilizării în execuţie şi montaj a materialelor, a componentelor şi echipamentelor din structura sistemelor tehnice/tehnologice pot genera defecte încă din fazele iniţiale ale proiectării, execuţiei sau montajului prin natura acestor factori, interferate cu riscurile generate de factorul uman, care poate fi determinant atât prin necunoaştere, neglijenta în identificarea şi evaluarea riscurilor, prin analiza riscurilor, cât şi prin prevederea efectelor potenţiale.

Efectele riscurilor menţionate anterior, se regăsesc sub forma riscurilor reziduale, pe toata durata de funcţionare a sistemelor tehnice/tehnologice, însă ele pot fi însă parţial sau total neutralizate prin măsuri corecte şi/sau compensatorii, iar daca nu, pot fi monitorizate şi asigurate prin măsuri de diminuare a efectelor lor.

Factorii de risc potenţiali intrinseci funcţionarii sistemelor tehnice/tehnologice, sunt asociaţi factorilor de risc reziduali, proveniţi din etapele (fazele) anterioare de execuţie.

Factorii de risc tehnologic asociaţi condiţiilor de funcţionare şi amplasării teritoriale a sistemului tehnic, care include posibilitatea cauzelor potenţiale de producere a avariilor importante, se manifestă pe întreaga durată de funcţionare, într-o asociere atât cu factori intrinseci (mai precis cu riscurile reziduale generate de aceştia), cât şi cu factorii umani.

Factori de risc externi şi de natură conjuncturala acţionează ca factori perturbatori/accidentali, pe perioada de timp limitată, fără a fi determinate direct de probleme tehnice/tehnologice, dar care pot produce riscuri reziduale şi efecte importante. Evaluarea acestor factori de risc, dar şi a nivelului

riscurilor reziduale se face obligatoriu prin analize de risc care trebuie să justifice deciziile adoptate. **Factorul uman:** omul este în continuare factor nemijlocit în toate etapele de realizare a sistemelor tehnice tehnologice şi influenţează direct sau indirect prin funcţiile sale de creator/executant/operator în funcţionarea nivelului de risc.

Potrivit literaturii de specialitate, 40% dintre cedările care apar în diverse sisteme reprezintă consecinţe ale erorilor umane. Sunt însă domenii (sisteme energetice, sisteme de transport sau sisteme chimice - petrochimice) în care erorile umane pot ajunge pana la 70-80%, luând în calcul toate fazele de concepţie - execuţie - funcţionare.

Erorile umane în concepţia sistemelor şi în execuţia şi montajul acestora se transformă în majoritatea lor, în riscuri reziduale.

Absenţa sau tratarea superficiala a riscurilor potenţiale în faza de concepţie, în exploatare sau în faza de elaborare a proiectelor, conduc inerent la riscuri potenţiale generate de operatorii de funcţionare. Majoritatea factorilor umani de risc se regăsesc însă în fazele de exploatare şi mentenanţa. Un aspect pozitiv este acela ca factorul de risc uman este posibil de evaluat şi neutralizat, fiind atenuat prin măsuri corecte şi condiţii de operare care să elimine efectele neadecvate.

A. Analiza vulnerabilităţilor

Analiza vulnerabilităţilor este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru proiect în locaţia planificată, respectiv pe **Cărţile Funciare Nr. 101923, 101924, 101925, 101927, 108696 şi 101928**

Vulnerabilitatea proiectului este o combinaţie a sensibilităţii componentelor proiectului la pericolele climatice şi probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viaţă a investiţiei.

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

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

a. Consecinţe primare - modificarea temperaturii medii, apariţia temperaturilor extreme, modificări ale ritmicităţii precipitaţiilor şi ale valorilor medii ale precipitaţiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.
b. Consecinţe secundare - eroziune, secetă, inundaţii, alunecări de teren, cutremure, incendii.

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

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

Dar ţinând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice şi hidrografice, ţara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice şi climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influenţate de schimbările climatice şi se pot manifesta prin producerea de efecte generale şi locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundaţii, exces de umiditate, secetă.

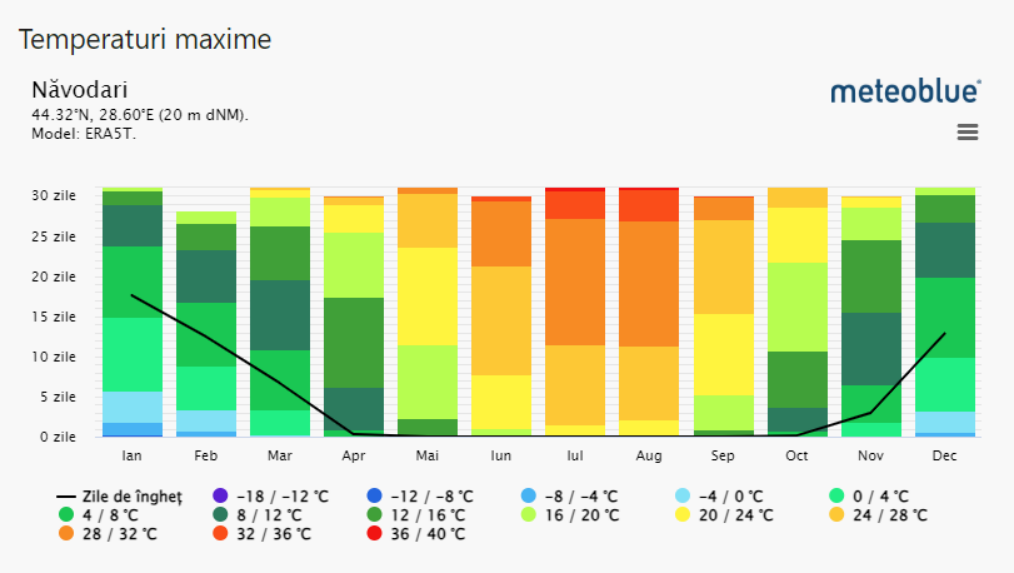
În urma analizei datelor menţionate mai sus putem concluziona că sensibilitatea zonei este minimă, condiţiile climatice din zonă ar avea un impact minor asupra terenului studiat. Astfel, amplasamentul CEF, conform Legii nr. 575 din 22 octombrie 2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului naţional - Secţiunea a V-a - Zone de risc natural, se încadrează:

- Conform anexei nr. 3, zona pentru care intensitatea seismică, echivalată pe baza parametrilor de calcul privind zonarea seismică a teritoriului României, este minimum VII.
- Conform anexei nr. 5, zona prezintă tipuri de inundaţii pe torenţi.
- Conform anexei nr. 7, zona se încadrează în risc scazut afectate de alunecări de teren reactive.

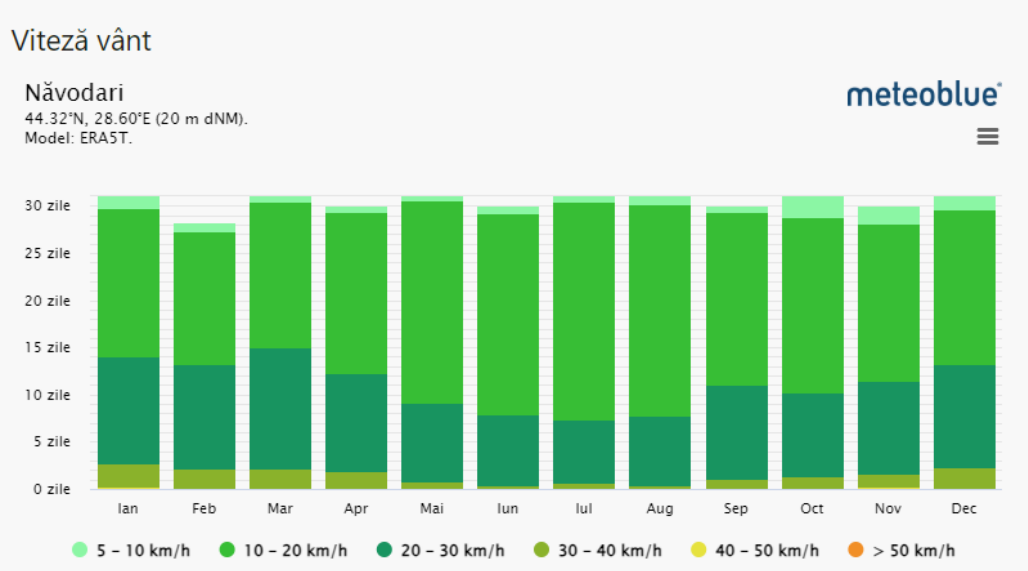
B. Analiza expunerii

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

În funcţie de clasificarea globală a zonelor expuse fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice, situl este situat într-o zonă în care temperaturile extreme cele mai ridicate se înregistrează în lunile de vară, ceea ce duce la o producţie mai mică a centralei fotovoltaice în acea perioadă. Diagrama temperaturii maxime pentru Năvodari afişează câte zile pe lună ating anumite temperaturi:

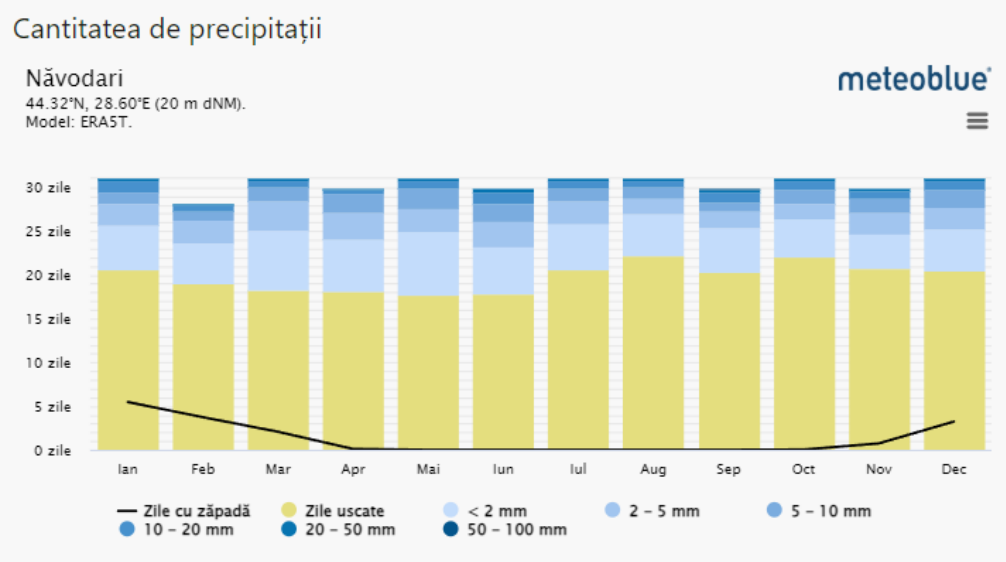


Viteza vântului – diagrama indică zilele dintr-o lună în care vântul atinge o anumită viteză. Acest lucru nu afectează sistemul fotovoltaic, deoarece acesta dispune de o structură de susţinere rezistentă.



Seceta – riscul de secetă pentru zona din care face parte terenul este ridicat, dar nu afectează producţia CEF.

Precipitaţiile din zona amplasamentului nu reprezintă un impact negativ asupra proiectului. Diagrama precipitaţiilor pentru Năvodari arată în câte zile pe lună este atinsă o anumită cantitate de precipitaţii. Aceste precipitaţii fiind mai abundente în lunile de vară, nu restricţionează funcţionarea optimă a sistemului fotovoltaic.



4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum

- necesarul de utilităţi şi de relocare/protejare

Nu este cazul

- soluţii pentru asigurarea utilităţilor necesare

Menţionăm că analiza realizată în cadrul acestui subcapitol corespunde ambelor scenarii luate în calcul pentru realizarea investiţiei (atât scenariul 1 - atât scenariul recomandat, cât şi scenariul 2 - scenariul alternativ).

Racordarea centralei fotovoltaice se face în statia electrica SRA 4 110/6 kV, pe linie de 6 kV prin intermediul a 2 posturi de transformare fiecare cu puterea 6000 kVA. La transformator sunt conectate invertoarele care transforma energia de curent continuu in curent alternativ.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii

În general, verificarea sustenabilităţii financiare a proiectului implică un flux de numerar cumulat pozitiv pentru fiecare perioada al proiecţiei. Deficitele temporare pot fi acoperite prin împrumuturi (incluse în situaţia fluxului de numerar a modelului), cu condiţia ca ipotezele din spatele acestor împrumuturi să fie rezonabile în raport cu pieţele financiare locale.

a) impactul social şi cultural, egalitatea de şanse;

Impactul urmărit prin implementarea proiectului vizează atât beneficii de natură financiară, cât şi un impact pozitiv asupra mediului înconjurător. Prin reducerea semnificativă a costurilor aferente consumului de energie electrică, fondurile economisite vor putea fi redirecţionate către modernizarea infrastructurii tehnologice, optimizarea proceselor operaţionale şi îmbunătăţirea condiţiilor de muncă ale angajaţilor din cadrul administraţiei locale. Această măsură va contribui la creşterea eficienţei economice şi la consolidarea sustenabilităţii financiare a beneficiarului.

În plus, investiţia propusă va determina o creştere a rezilienţei în ceea ce priveşte alimentarea cu energie electrică în zona vizată, prin diminuarea riscurilor asociate fluctuaţiilor sau întreruperilor de curent. Această independenţă energetică sporită va genera un impact economic pozitiv, prin reducerea cheltuielilor anuale cu energia electrică şi creşterea profitabilităţii beneficiarului. Totodată, prin utilizarea unor surse de energie regenerabilă şi implementarea unor soluţii tehnologice eficiente, se va realiza o reducere semnificativă a emisiilor de gaze cu efect de seră (GES). Această abordare se aliniază cu obiectivele Uniunii Europene privind neutralitatea climatică, care vizează reducerea emisiilor nete de GES la 0% până în anul 2050, contribuind astfel la combaterea schimbărilor climatice şi la îmbunătăţirea calităţii aerului.

Din punct de vedere social şi cultural, implementarea proiectului va avea un impact pozitiv şi semnificativ asupra comunităţii locale. Pe lângă avantajele economice directe, investiţia va sprijini dezvoltarea sustenabilă a zonei şi va genera un cadru propice pentru creşterea nivelului de trai al locuitorilor. Reducerea cheltuielilor operaţionale ale beneficiarului va permite direcţionarea resurselor financiare economisite către alte sectoare de interes public, precum infrastructura locală, educaţia sau serviciile sociale.

În ceea ce priveşte asigurarea egalităţii de şanse, proiectul este fundamentat pe principii de incluziune socială şi acces echitabil la beneficiile generate. Toţi membrii comunităţii vor avea acces la oportunităţile economice şi sociale rezultate, fără discriminare pe criterii de sex, gen, origine etnică, dizabilităţi sau orientare sexuală. Se va detalia modul în care legislaţia privind asigurarea accesului persoanelor cu dizabilităţi se aplică şi va fi respectată în realizarea investiţiei, astfel încât infrastructura şi soluţiile tehnice implementate să fie conforme cu normele în vigoare şi să asigure accesibilitatea universală. Prin aplicarea unor măsuri care promovează diversitatea şi egalitatea de tratament, se asigură participarea activă şi nediscriminatorie a tuturor cetăţenilor la dezvoltarea economică şi socială a regiunii.

Acest proiect detailează modul în care legislaţia privind asigurarea accesului persoanelor cu dizabilităţi se aplică şi va fi respectată în realizarea investiţiei, astfel încât infrastructura şi soluţiile tehnice implementate să fie conforme cu normele în vigoare şi să asigure accesibilitatea universală. În acest sens, se vor respecta prevederile Legii nr. 448/2006 privind protecţia şi promovarea drepturilor persoanelor cu handicap, precum şi normele tehnice privind adaptarea infrastructurii pentru accesibilitate.

Pentru a asigura conformitatea cu cerinţele legislative, proiectul va include:

- Amenajarea corespunzătoare a spaţiilor din zona investiţiei, astfel încât să fie accesibile persoanelor cu mobilitate redusă;
- Adaptarea infrastructurii pentru acces facil, prin asigurarea unor căi de circulaţie sigure şi integrate;
- Respectarea normelor privind siguranţa şi confortul persoanelor cu dizabilităţi, inclusiv prin prevederea unor spaţii dedicate în zonele de acces şi utilizarea unor materiale care reduc barierele fizice.

Prin aceste măsuri, investiţia va respecta principiile de design universal, asigurând astfel acces egal şi neîngrădit pentru toate categoriile de utilizatori, în conformitate cu cerinţele legale şi standardele europene privind accesibilitatea.

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

În faza de realizare a întregului proiect se estimează un necesar de 50 persoane care vor participa la implementarea acestuia în toate fazele, după cum urmează:

- *faza de proiectare:*
- Personal de înaltă calificare, respectiv 3 persoane: 1 şef proiect şi 2 ingineri proiectanţi.
- *faza de execuţie:*
- Personal calificat - 2 persoane: 1 responsabil implementare proiect (manager de proiect) şi 1 persoană şef de şantier (inginer);
- Personal implicat în activitatea de aprovizionare: 2 persoane - calificare medie;
- Personal implicat direct în activitatea de execuţie: 43 persoane

Pentru perioada de mentenanţă şi supraveghere a funcţionării centralei, beneficiarul poate opta pentru varianta de a instrui personal propriu sau de a externaliza aceste servicii. În cazul externalizării activităţilor de mentenanţă şi supraveghere, firma desemnată pentru aceste activităţi va trebui să asigure o echipă formată din cel puţin două persoane.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversităţii şi a siturilor protejate, după caz;

În cadrul proiectului, se va pune un accent deosebit pe utilizarea echipamentelor cu eficienţă energetică ridicată, care vor contribui la optimizarea consumului de energie şi la reducerea semnificativă a emisiilor de CO_2. Această abordare va fi susţinută de monitorizarea continuă a performanţei echipamentelor implementate, prin măsurarea consumului energetic şi a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, în scopul cuantificării impactului ecologic. Se va include o evaluare detaliată a economiilor de energie şi a contribuţiei la reducerea amprentei de carbon, în concordanţă cu obiectivele de sustenabilitate ecologică stabilite în cadrul strategiei Uniunii Europene privind schimbările climatice.

În procesul de selecţie a echipamentelor şi componentelor utilizate, se va acorda prioritate celor cu durabilitate crescută şi reciclabilitate facilă, conform cerinţelor de economisire a resurselor şi protejare a mediului. Aceste echipamente vor fi concepute astfel încât să poată fi demontate uşor la sfârşitul ciclului lor de viaţă şi să fie pregătite pentru reciclare într-un mod eficient, contribuind astfel la economia circulară. Implementarea acestora va respecta legislaţia naţională şi europeană privind gestionarea deşeurilor şi reciclarea, asigurând în acelaşi timp reducerea impactului asupra mediului.

Proiectul va include utilizarea de materiale ecologice sau reciclate, care respectă standardele europene de sustenabilitate şi siguranţă. Aceste materiale vor fi selectate în conformitate cu principiile de eco-design, care vizează minimizarea impactului asupra mediului în toate etapele de viaţă ale infrastructurii, de la producţie la utilizare şi, ulterior, reciclare. De asemenea, se vor implementa soluţii inovative în construcţii, care pot include tehnici de eficienţă energetică sporită, tehnologii de conservare a energiei şi materiale cu emisii reduse de carbon. Aceste soluţii vor contribui nu doar la optimizarea costurilor de operare ale infrastructurii, dar şi la îmbunătăţirea performanţelor ecologice pe termen lung, fiind aliniate la cerinţele reglementărilor FM şi HG 907 privind sustenabilitatea şi protecţia mediului.

Evaluarea impactului asupra mediului trebuie să fie în conformitate cu prevederile legislaţiei din domeniu. După instalarea sistemului de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică, se va diminua o cantitate considerabilă de gaze cu efect de seră, astfel se va atinge un obiectiv important conform ghidului de finanţare.

	Valoare	**Unitate de măsura**
Reducerea gazelor cu efect de seră	6,024.10	echivalent tone de CO_2/an

Pe baza evaluărilor privind influenţa efectelor schimbărilor climatice asupra proiectului de investiţii, se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creşterea rezistenţei componentelor constructive ale proiectului de investiţii aferente măsurii la schimbările climatice şi la vulnerabilităţi. Aceste măsuri de adaptare vor contribui la sporirea rezistenţei la schimbările climatice, la condiţiile meteorologice extreme şi la alte dezastre naturale.

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

Având în vedere specificul lucrărilor din prezenta investiţie şi amplasamentul lucrărilor, aceasta nu are nici un fel de impact raportat la contextul natural şi antropic în care acesta se integrează.

4.5. Analiza cererii de bunuri şi servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiţii

Cererea de energie electrică este determinată de analiza consumului estimat de energie electrică bazată pe fişele tehnice şi facturile de achiziţie ale echipamentelor aflate în proprietatea beneficiarului. A se vedea Capitolul 2.4.

Prin implementarea proiectului se urmăreşte diminuarea din consumul de energie electrica a beneficiarului din reţeaua operatorului de distribuţie şi acoperirea acesteia din surse proprii, respectiv din centrale fotovoltaice.
Necesitatea implementării proiectului este în acord şi cu strategia naţionala privind politicile energetice care conţin:

- înlocuirea energiei clasice cu energia regenerabilă;

- înfiinţarea de capacităţi de energie regenerabilă;
- acordarea de subvenţii pentru investiţiile realizate în energie;
- acordarea de facilităţi economice privind surplusul de energie.

Există un interes semnificativ în ceea ce priveşte implementarea unor măsuri specifice pentru generarea de energie electrică din surse regenerabile de energie, în special în lumina creşterii semnificative a preţurilor pentru electricitate din ultimii ani. Această tendinţă constantă şi rapidă de creştere a preţurilor la electricitate a îndrumat consumatorii să caute soluţii pentru a eficientiza consumul de electricitate, fie prin adoptarea unor măsuri de eficienţă energetică, fie prin exploatarea surselor regenerabile de energie.

În cadrul peisajului energetic naţional, dezvoltarea durabilă constă în îmbunătăţirea eficienţei energetice, modernizarea tehnologiilor şi restructurarea economiei. Indicatorul de intensitate energetică finală reprezintă unul dintre principalii parametri macroeconomici utilizaţi pentru a evalua eficienţa utilizării energiei şi este inclus în lista indicatorilor de dezvoltare durabilă propusă de organizaţiile internaţionale.

Generarea pe termen lung a energiei din surse regenerabile poate fi asigurată prin extinderea infrastructurii destinată creşterii capacităţii de producţie a energiei din resurse regenerabile.

Drept rezultat al analizei consumului beneficiarului s-au obţinut următoarele rezultate. Prin punerea în aplicare a acestui proiect, energia electrică consumată în prezent este obţinută din Sistemul Energetic Naţional (SEN), unde, în mare parte, este generată prin intermediul combustibililor convenţionali, va fi diminuată. Această metodă de producţie a energiei conduce la emisia unei anumite cantităţi de gaze cu efect de seră în atmosferă.

Producând energie în centralele fotovoltaice, se previne necesitatea generării acesteia în reţeaua energetică convenţională, cu rezultatul concret de a diminua emisiile poluante de dioxid de carbon (CO_2) în atmosferă. Unul dintre aspectele esenţiale ale acestui proiect de investiţii constă în contribuţia sa la reducerea emisiilor cu efect de seră.

Construirea şi operarea unei sistem fotovoltaic va avea un impact semnificativ în ceea ce priveşte diminuarea consumului de electricitate din sursele tradiţionale în Sistemul Energetic Naţional (SEN), reducând astfel presiunea asupra reţelei electrice regionale, mai ales în orele de vârf.

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

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

Scopul principal al analizei financiare constă în evaluarea performanţei financiare a proiectului, adică în determinarea gradului său de profitabilitate. Această analiză se bazează pe metoda cost-beneficiu, cu aplicarea tehnicilor de actualizare a valorilor. În cadrul analizei financiare, se cuantifică atât cheltuielile, cât şi beneficiile aduse din exploatarea sistemului fotovoltaic pe întreaga durată a evaluării.
Obiectivul acestei analize este de a stabili rentabilitatea financiară a capitalului propriu investit în proiect, luând în considerare finanţarea exclusiv din resursele proprii ale beneficiarului. Analiza cost-beneficiu financiară presupune următoarele etape:

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

Valoare reziduală

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

Proiectul necesită finanţare nerambursabilă dacă RIR mai mică decât rata de actualizare luată în calcul, VNA negativă şi indicele de profitabilitate subunitar.

Din categoria beneficiilor fac parte finanţarea, fondurile proprii mobilizate, cat şi economiile rezultate din producţia de energie electrică din sursă proprie şi regenerabilă. Din categoria cheltuitelor fac parte mentenanţa, operarea şi întreţinerea sistemului fotovoltaic, garanţia totală (destinată să acopere şi reparaţiile capitale) şi cheltuielile cu salariile personalului ce se va ocupa cu operarea sistemului fotovoltaic.

4.6.1. Definire scenarii analizate – SCENARIILE DE BAZĂ

Analiza financiară s-a realizat pe o perioadă de 21 ani (1 an pentru implementare şi 20 ani de operare) şi pentru o rată de actualizare aplicată în proiect de 7.5%. După finalizarea acestei etape, vor fi determinate variabilele esenţiale care servesc drept baza pentru elaborarea analizelor de

senzitivitate, corespunzând fiecărei variabile critice identificate. Analiza de senzitivitate va culmina cu rezultate şi concluzii privind impactul asupra indicatorilor de performanţă financiară în cazul variaţiilor pozitive şi negative ale fiecărei variabile critice identificate.

Rata de actualizare de 7.5% a fost luată în considerare în elaborarea Analizei Cost-Beneficiu căci aceasta este folosită de ANAP – Agency for Public Aquisition.

Astfel, definim scenariile de bază ce vor fi analizate in cadrul prezentei analize financiare:

- SCENARIUL 1: putere instalată de **9.4 MWp**
  - Simulare 1.1 : Scenariul 1, varianta 1 de analiză – FĂRĂ finanţare nerambursabilă,
  - Simulare 1.2 : Scenariul 1, varianta 2 de analiză – CU finanţare nerambursabilă,

- SCENARIUL 2: putere instalată de **9.40005 MWp**
  - Simulare 2.1 : Scenariul 2, varianta 1 de analiză – FĂRĂ finanţare nerambursabilă,
  - Simulare 2.2 : Scenariul 2, varianta 2 de analiză – CU finanţare nerambursabilă.

SCENARIUL 1: 9.4 MWp		
Indicativ	**Denumire**	
Simulare 1.1	Scenariul 1 - Simulare 1.1 - FARA finanţare nerambursabila	9.4 MWp
Simulare 1.2	Scenariul 1 - Simulare 1.2 - CU finanţare nerambursabila	9.4 MWp
SCENARIUL 2: 9.40005 MWp		
Indicativ	**Denumire**	
Simulare 2.1	Scenariul 2 - Simulare 2.1 - FARA finanţare nerambursabila	9.40005 MWp
Simulare 2.2	Scenariul 2 - Simulare 2.2 - CU finanţare nerambursabila	9.40005 MWp

Descrierea contribuţiei proprii raportată la defalcarea cheltuielilor

Pentru Scenariul 1.2, cel cu finanţare nerambursabilă şi puterea instalată de 9,400.00 kWp si 9,400.00 kW in invertoare, luând în considerare prevederile din Ghidul de finanţare, valoarea finanţării nerambursabile solicitate este de 13,892,834.34 Lei fără TVA. Conform devizului general, valoarea totală a investiţiei este de 36,748,097.00 Lei fără TVA, rezultând astfel o contribuţie proprie din partea beneficiarului de 22,855,262.66 Lei în anul 0 . Cum puterea din panouri este de 9,400.00 kWp şi cea din invertoare este de 9,400.00 kW, valoarea de 9,400.00 kW se va lua în calcul pentru stabilirea valorii finanţării nerambursabilă solicitate raportată per kW.

Pentru Scenariul 2.2, cel cu finanţare nerambursabilă şi puterea instalată de 9,400.05 kWp si 9,400.00 kW in invertoare, luând în considerare prevederile din Ghidul de finanţare, valoarea finanţării nerambursabilă solicitată de către beneficiar este stabilită la valoarea de 13,892,834.34 Lei fără TVA. Conform devizului general, valoarea totală a investiţiei în cazul acestui scenariu este de 38,677,217.52 Lei fără TVA, rezultând astfel o contribuţie proprie din partea beneficiarului de

24,784,383.18 Lei în anul 0. Cum puterea din panouri este de 9,400.00 kWp şi cea din invertoare este de 9,400.00 kW, valoarea de 9,400.00 kW se va lua în calcul pentru stabilirea valorii finanţării nerambursabilă solicitate raportată per kW.

Nota: Curs valutar utilizat, 1 € = 4.9763 Lei.

4.6.2. Definire parametri/ipoteze de calcul

Pentru estimarea preţului energiei electrice s-a recurs la consultarea preturilor medii ale energiei electrice pentru ultimii ani şi la studierea contextului actual. S-a obţinut o valoare medie de aproximativ 401.41 Lei/MWh, conform tabelului de mai jos.

Anul	Preţ energie electrică PZU [lei/MWh]
2019	238.8
2020	190.92
2021	549.52
2023	512.87
2024	514.96
Preţ mediu	**401.41**

În modelele financiare dezvoltate în cadrul acestui studiu de fezabilitate, s-a luat drept valoare de referinţă pentru preţul energiei electrice valoare de 400 lei/MWh.

Anul 2022 nu a fost inclus în calculul mediei, întrucât a fost considerat un an atipic, extrem, marcat de circumstanţe excepţionale generate de conflictul armat din Ucraina, care au condus la perturbări majore şi la o volatilitate accentuată a pieţei energetice europene, cu impact semnificativ asupra formării preţurilor la energie electrică.

De asemenea, utilizarea preţurilor de pe piaţa pentru ziua următoare (PZU) ca bază de referinţă pentru analiza cost-beneficiu este justificată, având în vedere că, în viitorul apropiat, în cadrul Rompetrol Rafinare va fi pusă în funcţiune centrala de cogenerare care va alimenta Petromidia pentru a acoperi în totalitate curba de consum, luând în considerare că sistemul fotovoltaic ce urmează a fi instalat produce energie electrică doar pe timpul zilei. În aceste condiţii, Petromidia nu va fi supusă plăţii tarifelor de transport, distribuţie şi a altor taxe asociate, ceea ce face ca PZU să reprezinte o bază de preţ relevantă şi realistă pentru evaluarea costurilor cu energia electrică.

În analiza preţului energiei electrice, utilizarea unei valori de referinţă de 400 lei/MWh este justificată de contextul actual al pieţei şi de aşteptările privind evoluţiile viitoare. Deşi piaţa nu este încă complet liberalizată, există un angajament clar ca acest proces să fie finalizat în cursul acestui an, ceea ce va influenţa mecanismele de formare a preţurilor şi va stimula competiţia între furnizori. Odată cu liberalizarea, se anticipează o creştere a concurenţei pe piaţa de energie, ceea ce va

determina o ajustare a tarifelor în funcţie de cerere şi ofertă, favorizând preţuri mai competitive pentru consumatori.

Un alt factor care contribuie la justificarea acestei valori este stabilizarea pieţei energiei electrice, după o perioadă marcată de volatilitate ridicată. În ultimii ani, preţurile au fost influenţate de criza energetică europeană şi de perturbările generate de fluctuaţiile preţurilor la combustibilii fosili. Cu toate acestea, creşterea capacităţilor de producţie din surse regenerabile, diversificarea surselor de aprovizionare şi măsurile de eficienţă energetică adoptate la nivel naţional şi european au contribuit la o tendinţă de echilibrare a pieţei. România beneficiază de o interconectare tot mai bună cu pieţele europene, ceea ce înseamnă că scăderile de preţ la nivel regional au un impact direct asupra pieţei locale.

Pe lângă efectele liberalizării, dinamica cererii de energie electrică joacă un rol important în stabilirea preţului. Adoptarea unor soluţii mai eficiente energetic, creşterea ponderii prosumatorilor şi utilizarea tehnologiilor de management inteligent al consumului contribuie la o reducere a cererii nete din reţea. Aceste evoluţii, împreună cu creşterea producţiei regenerabile, reduc dependenţa de energia produsă din surse convenţionale, ceea ce favorizează o tendinţă descendentă a preţurilor.

Astfel, utilizarea unei valori de 400 lei/MWh în analiza preţului energiei electrice reflectă o estimare realistă, luând în considerare atât aşteptările privind liberalizarea pieţei şi impactul acesteia asupra competitivităţii, cât şi tendinţele de stabilizare a pieţei, creşterea ponderii regenerabilelor şi eficientizarea consumului energetic. Aşadar, preţul de 400 Lei/MWh a fost considerat în dezvoltarea tuturor modelelor financiare şi economice utilizate în acest Studiu de Fezabilitate.

Valorile folosite pentru simularea rentabilităţii sunt următoarele:

Denumire	Valoare
Putere instalată sistem PV SCENARIUL 1	9,400.00 kWp
Putere instalată sistem PV SCENARIUL 2	9,400.05 kWp
Energie electrică valorificabilă SCENARIUL 1 (conform simulării în software dedicat – valoare medie) - valoare pentru anul 1 de operare	9,844.91 MWh/an
Energie electrică valorificabilă SCENARIUL 2 (conform simulării în software dedicat – valoare medie) - valoare pentru anul 1 de operare	8,790.43 MWh/an
Preț energie electrică	400.00 Lei fără TVA/MWh
Cost de operare și mentenanță SCENARIUL 1	458,416.76 Lei fără TVA/an
Cost de operare și mentenanță SCENARIUL 2	514,552.16 Lei fără TVA/an
Garanție totală investiție	0.50% din costul total al investiției/an
Costuri cu salariile personalului implicat în operare	200,000.00 Lei fără TVA/an

Costuri anuale de operare – pentru ambele scenarii:

Cost anual de operare şi mentenanţă	Scenariul 1 [9.8 EUR/kW]	Scenariul 2 [11 EUR/kW]
RON, fără TVA	458,416.76	514,552.16

Costurile anuale de operare şi mentenanţă prezentate (9.8 EUR/kW şi 11 EUR/kW) pentru un parc fotovoltaic de 9.4 MW se încadrează în intervalul de valori practicat pe piaţă pentru proiecte industriale mari şi reflectă următoarele componente standard:

Servicii tehnice şi de remediere

- Inspecţii periodice, mentenanţă preventivă (curăţare panouri, verificare conexiuni, măsurători de siguranţă).
- Remedieri şi intervenţii neprogramate, inclusiv reparaţii la invertoare, cabluri, sisteme de monitorizare şi alte echipamente critice.

Administrarea parcului

- Gestiunea administrativă a sistemului şi monitorizare la distanţă.
- Evidenţa rapoartelor pentru audituri energetice, cerinţe legale şi raportări periodice.

Licenţe, software şi monitorizare

- Abonamente la sisteme IT/SCADA, platforme de management energetic şi actualizări software.
- Monitorizare avansată pentru detectarea energiei pierdute, anomalii şi optimizarea performanţei.

Asigurare şi securitate

- Polițe de asigurare (Risc cibernetic, etc.) aferente uzanţei din industrie.
- Securitate fizică (garduri, sisteme CCTV, pază).

Alocare pentru riscuri şi neprevăzute

- Rezervă pentru scăderea randamentului cauzate de factori externi (intemperii, vandalism).

Valori uzuale OPEX pentru centrale fotovoltaice industriale în Europa variază, în general, între 8–14 EUR/kW/an, fiind influenţate de mărimea parcului, tehnologie, gradul de automatizare şi specificul reglementărilor locale. Aşadar, costurile prevăzute în Analiza Cost-Beneficiu sunt rezonabile şi justificabile atât prin structura detaliată a cheltuielilor, cât şi prin comparaţie cu standardele din industrie, acoperind necesarul pentru operare eficientă, prevenirea pierderilor şi asigurarea conformităţii tehnice şi legale în exploatarea unui parc PV destinat autoconsumului.

4.6.3. Principalii indicatori de performanţă financiară

Analiza comparativă a celor patru scenarii evidenţiază clar importanţa finanţării nerambursabile în asigurarea viabilităţii şi rentabilităţii proiectului. Scenariile fără finanţare nerambursabilă (1.1 şi 2.1) sunt neviabile şi necesită finanţare nerambursabilă. Cu ajutorul finanţării nerambursabile, scenariile 1.2 şi 2.2 devin profitabile. Dintre acestea, scenariul 1.2 este cel mai avantajos, având cea mai mare rentabilitate, cel mai scurt termen de recuperare şi cele mai mari beneficii financiare. Scenariul 2.2, deşi viabil, este considerabil mai puţin profitabil, necesitând o perioadă mai lungă pentru

recuperarea investiţiei. Aceste rezultate evidenţiază necesitatea finanţării nerambursabile şi confirmă că Scenariul 1 reprezintă cea mai bună soluţie din punct de vedere economic.

SCENARIUL 1

Simulare 1.1.

Valorile de simulare rezultate în urma calculelor sunt următoarele:

Analiza financiară - SCENARIUL 1.1 - FĂRĂ finanţare nerambursabilă		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsura**
RIRF	6.81%	%
VANF	-1,624.38	mii LEI
VANF încasări	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	38,969.07	mii LEI
TR	11.76	ani
RBC	0.96	-

Scenariul 1.1, care nu beneficiază de finanţare nerambursabilă, nu este viabil din punct de vedere economic, deoarece indicatorii financiari evidenţiază o rentabilitate scăzută şi pierderi semnificative.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de 6.81%, sub pragul minim de 7.5%, ceea ce sugerează că proiectul necesită finanţare nerambursabilă pentru implementare. Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este negativă, la -1,624.38 mii LEI, indicând, de asemenea, necesitatea finanţării nerambursabile. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) de 0.96 confirmă că beneficiile sunt mai mici decât costurile, ceea ce înseamnă că proiectul nu se poate susţine singur din punct de vedere financiar, necesitând finanţare prin Fondul pentru Modernizare.

În concluzie, Scenariul 1.1 nu este sustenabil fără finanţare nerambursabilă, având pierderi semnificative şi o rentabilitate scăzută. Aceste rezultate subliniază necesitatea unui sprijin financiar extern pentru ca proiectul să fie viabil.

Simularea 1.2.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

Analiza financiara - SCENARIUL 1.2 - CU finanţare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsura**
RIRF	14.91%	%
VANF	11,299.18	mii LEI
VANF încasări	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Scenariul 1.2, care beneficiază de finanţare nerambursabilă, este viabil şi profitabil, având indicatori financiari semnificativ mai buni faţă de scenariul fără finanţare.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de 14.91%, peste pragul minim de 7.5%, ceea ce confirmă că investiția este rentabilă şi atractivă. Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este pozitivă, la 11,299.18 mii LEI, indicând un beneficiu net considerabil, ceea ce face ca proiectul să fie sustenabil pe termen lung.

Termenul de recuperare a investiției (TR) este de 7.29 ani, semnificativ mai scurt decât în scenariile fără finanţare, ceea ce face ca proiectul să fie atractiv pentru investitori, întrucât costurile sunt amortizate într-un timp relativ redus. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) de 1.43 arată că beneficiile depăşesc costurile, consolidând rentabilitatea investiției.

Aşadar, Scenariul 1.2 demonstrează că finanţarea nerambursabilă transformă proiectul într-o investiție viabilă şi atractivă, cu un randament ridicat şi un termen de recuperare optim. Această analiză confirmă importanţa accesării finanţării externe pentru a maximiza beneficiile economice ale proiectului.

SCENARIUL 2

Simulare 2.1.

Valorile de simulare rezultate în urma calculelor sunt următoarele:

Analiza financiară- SCENARIUL 2.1 - FĂRĂ finanţare nerambursabilă		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsura**
RIRF	4.14%	%
VANF	-7,872.01	mii LEI
VANF încasări	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	41,216.74	mii LEI
TR	14.42	ani
RBC	0.81	-

Scenariul 2.1, care nu beneficiază de finanţare nerambursabilă, nu este viabil din punct de vedere economic, având indicatori financiari foarte slabi şi un risc ridicat de pierdere.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de 4.14%, mult sub pragul minim de 7.5%, ceea ce arată că proiectul nu este rentabil în lipsa finanţării nerambursabile. Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este negativă, la -7,872.01 mii LEI, demonstrând că beneficiile generate sunt insuficiente pentru a acoperi costurile investiției. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) este de doar 0.81, confirmând că beneficiile sunt considerabil mai mici decât costurile, ceea ce face imposibilă susţinerea proiectului fără o sursă externă de finanţare.

În concluzie, Scenariul 2.1 nu este sustenabil şi nu poate fi implementat în lipsa unei finanţări nerambursabile, deoarece ar genera pierderi majore şi ar avea un termen de recuperare mult prea lung. Acest rezultat subliniază necesitatea finanţării externe pentru ca proiectul să fie rentabil şi fezabil pe termen lung.

Simularea 2.2.

Valorile simulării rezultate în urma calculelor sunt:

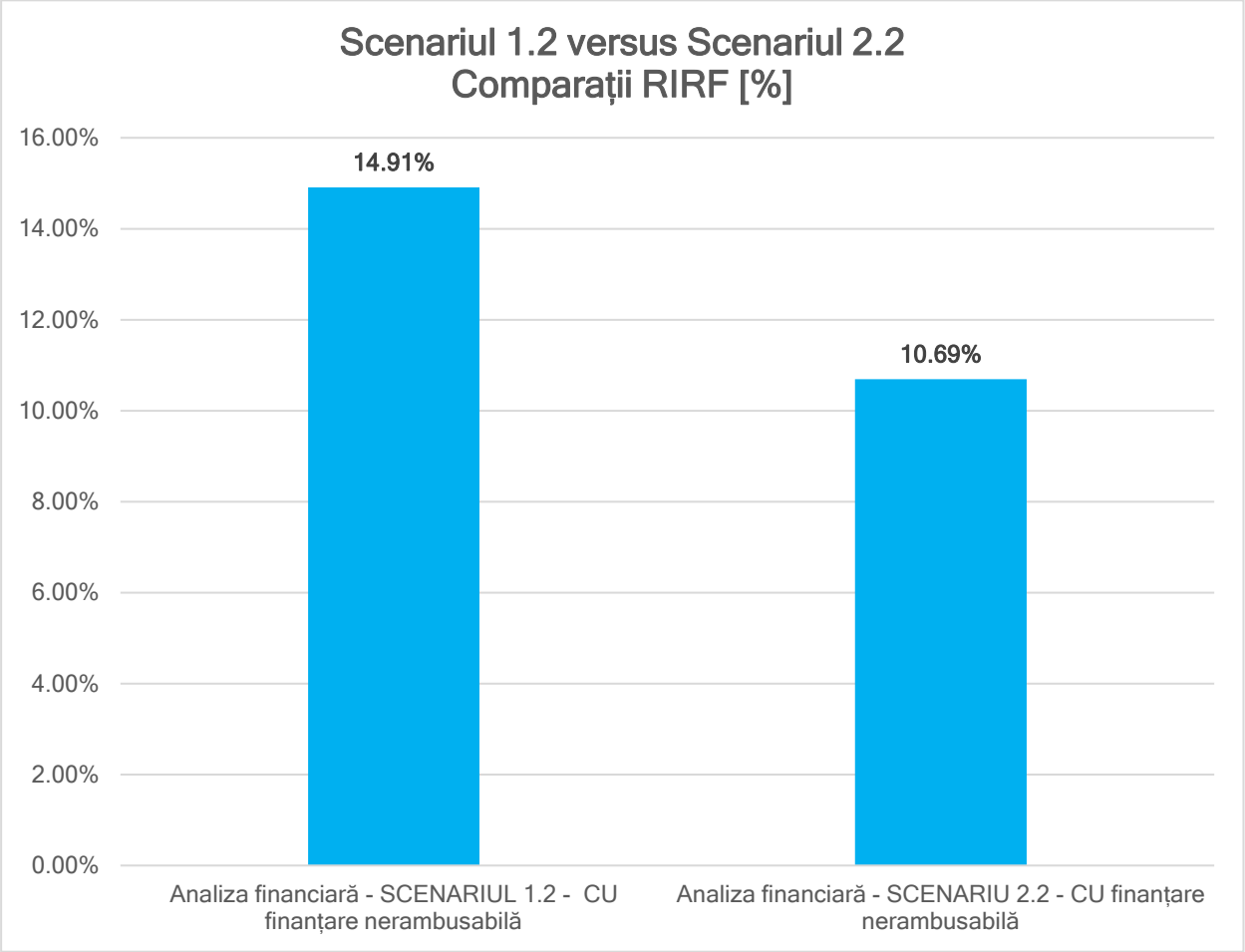
Analiza financiară - SCENARIUL 2.2 - CU finanţare nerambursabilă		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsura**
RIRF	10.69%	%
VANF	5,051.56	mii LEI
VANF încasări	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	28,293.17	mii LEI
TR	9.13	ani
RBC	1.18	-

Scenariul 2.2, care beneficiază de finanţare nerambursabilă, este viabil şi rentabil, însă mai puţin atractiv în comparaţie cu scenariul 1.2, având indicatori financiari mai slabi.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de 10.69%, ceea ce depăşeşte pragul minim de 7.5%, demonstrând că investiţia este sustenabilă, dar la o rentabilitate modestă. Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este pozitivă, la 5,051.56 mii LEI, ceea ce indică faptul că proiectul generează beneficii, dar la un nivel redus faţă de scenariul 1.2.

Termenul de recuperare a investiţiei (TR) este de 9.13 ani, ceea ce este mai lung decât în scenariul 1.2, sugerând că investiţia se amortizează mai greu, dar totuşi într-un interval acceptabil. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) este de 1.18, ceea ce arată că beneficiile sunt mai mari decât costurile, însă fără o marjă semnificativă de profit.

În concluzie, Scenariul 2.2 este fezabil şi sustenabil datorită finanţării nerambursabile, însă este mai puţin atractiv decât scenariul 1.2, având o rentabilitate mai scăzută şi un termen de recuperare mai lung. Această comparaţie demonstrează importanţa optimizării costurilor şi accesării celei mai bune structuri investiţionale pentru maximizarea rentabilităţii proiectului.



4.6.4. Analiza comparativă, scenarii de baza – observaţii şi concluzii

În cadrul acestui subcapitol se vor analiza rezultatele obţinute în urma proiecţiilor financiare în scenariile de bază selectate:

Analiza financiara - SCENARIUL 1.2 - CU finanţare nerambursabilă		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsură**
RIRF	14.91%	%
VANF	11,299.18	mii LEI
VANF încasări	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Analiza financiara - SCENARIUL 2.2 - CU finanţare nerambursabilă		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsură**
RIRF	10.69%	%
VANF	5,051.56	mii LEI
VANF încasări	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	28,293.17	mii LEI
TR	9.13	ani
RBC	1.18	-

- Se remarcă o diferenţă semnificativă în favoarea scenariului 1.2, ceea ce evidenţiază efectele benefice ale finanţării nerambursabile asupra proiectului de investiţii. Analiza performanţei financiare confirmă clar că scenariul 1.2, beneficiind de finanţare nerambursabilă, oferă rezultate mai bune decât scenariul 2.2, atât din perspectiva rentabilităţii, cât şi a recuperării rapide a investiţiei.
- În scenariul 1.2, RIRF înregistrează o valoare ridicată, de 14.91%, depăşind pragul minim de 7.5%, ceea ce confirmă viabilitatea şi atractivitatea investiţiei. Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este de 11,299.18 mii Lei, ceea ce indică un profit net semnificativ, demonstrând fezabilitatea proiectului în aceste condiţii. Termenul de recuperare a investiţiei (TR) este de 7.29 ani, ceea ce sugerează că investiţia se amortizează într-un interval de timp rezonabil, făcând proiectul mai atractiv pentru investitori. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) este de 1.43, ceea ce arată că beneficiile sunt mai mari decât costurile, consolidând rentabilitatea investiţiei.
- Comparativ, scenariul 2.2, deşi rentabil, prezintă valori inferioare la toţi indicatorii financiari.
- Această evoluţie subliniază nu doar importanţa finanţării nerambursabile, ci şi impactul decisiv pe care aceasta îl are asupra viabilităţii şi rentabilităţii proiectului. Astfel, scenariul 1.2 se dovedeşte a fi cea mai bună opţiune din punct de vedere financiar, generând beneficii net superioare şi amortizând investiţia într-un timp mai scurt.

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

4.7.1. Definire parametri / ipoteze de calcul

La fel ca în analiza financiară, analiza economică a fost realizată pe un interval de timp de 21 de ani, constând într-un an pentru implementare şi 20 ani de operare. Cu toate acestea, pentru actualizare, se va utiliza o rată de actualizare de 3%. Conform Economic Appraisal Vademecum 2021-2027 – General Principles and Sector Applications publicat de Comisia Europeană (pag. 13), „Statele Membre sunt libere să stabilească şi să utilizeze propria rată de actualizare socială la nivel naţional; în absenţa unei abordări naţionale, poate fi utilizată o rată de 3%."

Având în vedere că în România nu este definită o rată naţională de actualizare socială pentru analiza economică a proiectelor, în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate s-a utilizat rata de actualizare de 3%, în conformitate cu recomandările Comisiei Europene.

Pentru calcularea indicatorilor de performanţă economică, cum ar fi RIRE (rata internă de rentabilitate economică) şi VANE (venit net actualizat economic), se va ţine cont şi de avantajul indirect rezultat din implementarea şi ulterioara exploatare a centralei fotovoltaice. Acest beneficiu indirect, definit în cadrul analizei economice, se reflectă în cantităţile de emisii de carbon evitate, legate de producţia de energie electrică valorificabilă generată din sursele fotovoltaice. Aşadar, se includ în categoria beneficiilor pentru analiza economică reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, exprimată în tone de carbon evitat.

Beneficiul indirect pentru fiecare tona de carbon evitat a fost considerat in valoare de 464.13 lei/tCO_2. Această valoare de 464.13 lei/tCO2 provine din prognoza de preţ a tonei de carbon evitat pentru perioada 2026-2030. Previziunile pentru preţurile certificatelor de emisii CO_2 au fost preluate din raportul "Commodity Insights Base Case: Energy and Climate Scenarios dataset — Energy outlook to 2060", elaborat de S&P Global. Raportul reflectă viziunea S&P Global asupra pieţelor globale de energie şi materii prime, bazată pe analiza tendinţelor actuale şi potenţiale, precum şi pe informaţiile furnizate de experţi interni şi externi.

Anul	Emission Trading System [lei/tCO_2]
2026	460.01
2027	466.98
2028	468.62
2029	457.62
2030	467.42
Preţ mediu	**464.13**

4.7.2. Principalii indicatori de performanţă economică

Indicatorii de performanţă economică obţinuţi din proiecţia financiară efectuată sunt prezentaţi în continuare. Valorile simulate sunt următoarele:

Analiza economica - SCENARIUL 1 – cu finanţare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsură**
RIRE	16.87%	%
VANE	52,839.75	mii LEI
VANE beneficii	97,265.85	mii LEI
VANE cheltuieli	44,426.10	mii LEI
TR	13.33	ani
RBC	2.19	-

În ceea ce priveşte această variantă de simulare, se observă că RIRE (Rata Internă de Rentabilitate Economică) este mai mare decât rata de actualizare de 3%, iar VANE (Valoarea Actuală Netă a Economică) este pozitivă. Aceasta implică faptul că raportul cost-beneficiu este mai mare de 1, ceea ce confirmă fezabilitatea proiectului, în conformitate cu ipotezele de calcul luate în considerare.

Proiectul va fi capabil să se susţină financiar după încheierea finanţării solicitate, demonstrând abilitatea de a menţine funcţionarea şi întreţinerea investiţiei după finalizarea acesteia, aşa cum poate fi observat în proiecţia economică realizată.

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

Analiza financiara - SCENARIUL 1 - cu finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	14.91%	%
VANF	11299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

RATA ACTUALIZARE = **7.5%**

Analiza economica - SCENARIUL 1 – cu finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRE	16.87%	%
VANE	52839.75	mii LEI
VANE Beneficii	97265.85	mii LEI
VANE cheltuieli	44426.10	mii LEI
TR	13.33	ani
RBC	2.19	-

RATA ACTUALIZARE = **3%**

4.8 Analiza de senzitivitate

Notă: *3) Prin excepţie de la prevederile pct. 4.7 şi 4.8, în cazul obiectivelor de investiţii a căror valoare totală estimată nu depăşeşte pragul pentru care documentaţia tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanţele publice, cu modificările şi completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

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

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

În această situaţie, indicatorii relevanţi pentru evaluarea performanţei financiare includ rata internă de rentabilitate financiară (RIRF) şi valoarea actuală netă financiară (VANF), cu o atenţie deosebită acordată VANF datorită comparaţiei specifice a scenariilor analizate.

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

4.8.1. Definire ipoteze de calcul – variabile selectate

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

- Valoarea producţiei de energie electrică valorificabilă.
- Preţul energiei electrice.

Scopul stabilirii acestor parametri critici constă în varierea lor şi evidenţierea impactului pe care aceste variaţii îl au asupra indicatorilor de performanţă ai proiectului.
Se vor calcula valorile de comutare pentru fiecare variabilă critică, în special pentru preţul energiei electrice, pentru a ilustra variaţiile pentru care proiectul devine nefezabil, adică atunci când rata internă de rentabilitate (RIRF) scade sub 7.5% sau valoarea actualizată netă (VANF) devine negativă.

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

4.8.2. Definire scenarii de simulare

Variabila identificată „producţie valorificabilă de energie electrică”

Scenariile de simulare considerate sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Denumire	Indicativ simulare	Valoare producţie [MWh/an]	Observaţii
Simularea 1.2.1: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	1.2.1	6,792.99	producţie MINIMĂ de energie electrică
Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1	**1.2**	**9,844.91**	**producţie energie electrică de referinţă**

Simularea 1.2.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	1.2.2	6,989.89	producţie MICŞORATĂ de energie electrică

Variabila identificată „preţ energie electrică”

Denumire	Indicativ simulare	Modificare preţ energie electrică [%]	Observaţii
Simularea 1.2.3: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	1.2.3	-31.00%	Senzitivitate "-"
Simularea 1.2.4: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	1.2.4	-29.00%	
Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1.2	**1.2**	**0.00%**	**preţ energie electrică de referinţă 400 [Lei/MWh]**
Simularea 1.2.5: Analiza financiară - SCENARIUL 1.2 - Senzitivitate "+"	1.2.5	29.00%	Senzitivitate "+"
Simularea 1.2.6: Analiza financiară - SCENARIUL 1.2 - Senzitivitate "+"	1.2.6	31.00%	

4.8.3. Principalii indicatori de performanţă financiară – senzitivităţi

Pentru fiecare scenariu distinct considerat, adică pentru fiecare variantă de simulare, se va prezenta în cadrul capitolului rezultatele obţinute pentru indicatorii de performanţă financiară.

Variabila identificată „producţie valorificabilă de energie electrică”

Simulări aferente SCENARIULUI 1.2
Valorile de simulare pentru scenariul de referinţă sunt următoarele:

Analiza financiara - SCENARIUL 1.2 - CU finanţare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsură**
RIRF	14.91%	%
VANF	11299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Valorile de simulare sunt următoarele: (producţie de energie electrică – scădere a producţiei – 6,792.99 MWh).

Senzitivitate "-"		
Plafonare valoare MINIMA productie energie electrica PV		
Varianta simulare	**Simularea 1.2.1 : Analiza financiara - SCENARIUL 1 - CU finantare nerambursabila - Senzitivitate "-"**	
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	7.30%	%
VANF	-277.67	mii LEI
VANF Beneficii	25,767.83	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	11.35	ani
RBC	0.99	-

Valorile de simulare sunt următoarele: (producţie de energie electrică – scădere a producţiei – 6,989.89 MWh).

Senzitivitate "-"		
Plafonare valoare MICŞORATĂ productie energie electrica PV		
Varianta simulare	**Simularea 1.2.2: Analiza financiara - SCENARIUL 1 - CU finantare nerambursabila - Senzitivitate "-"**	
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	7.84%	%
VANF	469.22	mii LEI
VANF Beneficii	26,514.73	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	10.94	ani
RBC	1.02	-

Scenariul 1.2.1 presupune o producţie minimă de energie, în timp ce scenariul 1.2.2 prevede o uşoară reducere a producţiei, însă proiectul rămâne rentabil. Este esenţial de subliniat că performanţele reale ale centralei fotovoltaice nu vor atinge niveluri atât de scăzute încât să compromită viabilitatea proiectului, deoarece producţia de energie regenerabilă este previzibilă şi stabilă pe termen lung.

În scenariul 1.2.1, scăderea semnificativă a producţiei determină o deteriorare importantă a indicatorilor financiari. RIRF scade la 7.30%, sub pragul minim de 7.5%, ceea ce sugerează că proiectul nu mai este sustenabil în aceste condiţii. VANF devine negativă, la -277.67 mii LEI, indicând pierderi financiare. Termenul de recuperare a investiţiei (TR) se extinde la 11.35 ani, depăşind un interval optim de amortizare. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) scade la 0.99, ceea ce arată că beneficiile nu acoperă integral costurile. Această situaţie subliniază clar faptul că, dacă producţia ar scădea atât de mult, proiectul ar deveni nesustenabil. Totuşi, probabilitatea unui astfel de scenariu este foarte redusă, deoarece variaţiile extreme ale producţiei sunt rare şi pot fi compensate prin optimizarea performanţei sistemului.

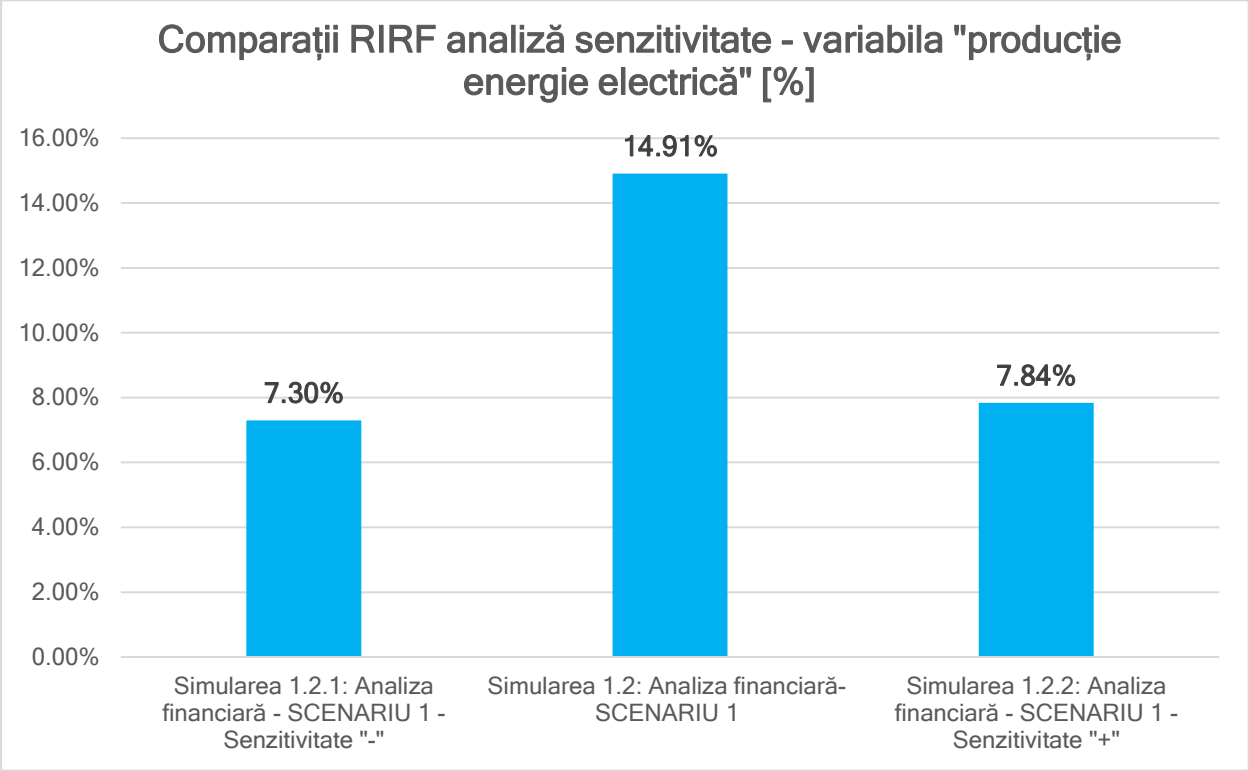
În schimb, scenariul 1.2.2, care presupune o producţie uşor redusă, menţine proiectul în zona de rentabilitate. RIRF ajunge la 7.84%, depăşind pragul minim de 7.5%, ceea ce confirmă că investiţia rămâne viabilă. VANF devine pozitivă, atingând 469.22 mii LEI, ceea ce indică un beneficiu net rezonabil, suficient pentru a susţine fezabilitatea proiectului. Termenul de recuperare a investiţiei (TR) este de 10.94 ani, mai mare decât în scenariile standard, dar încă în limite acceptabile. RBC ajunge la 1.02, confirmând că beneficiile depăşesc costurile şi că proiectul rămâne viabil.

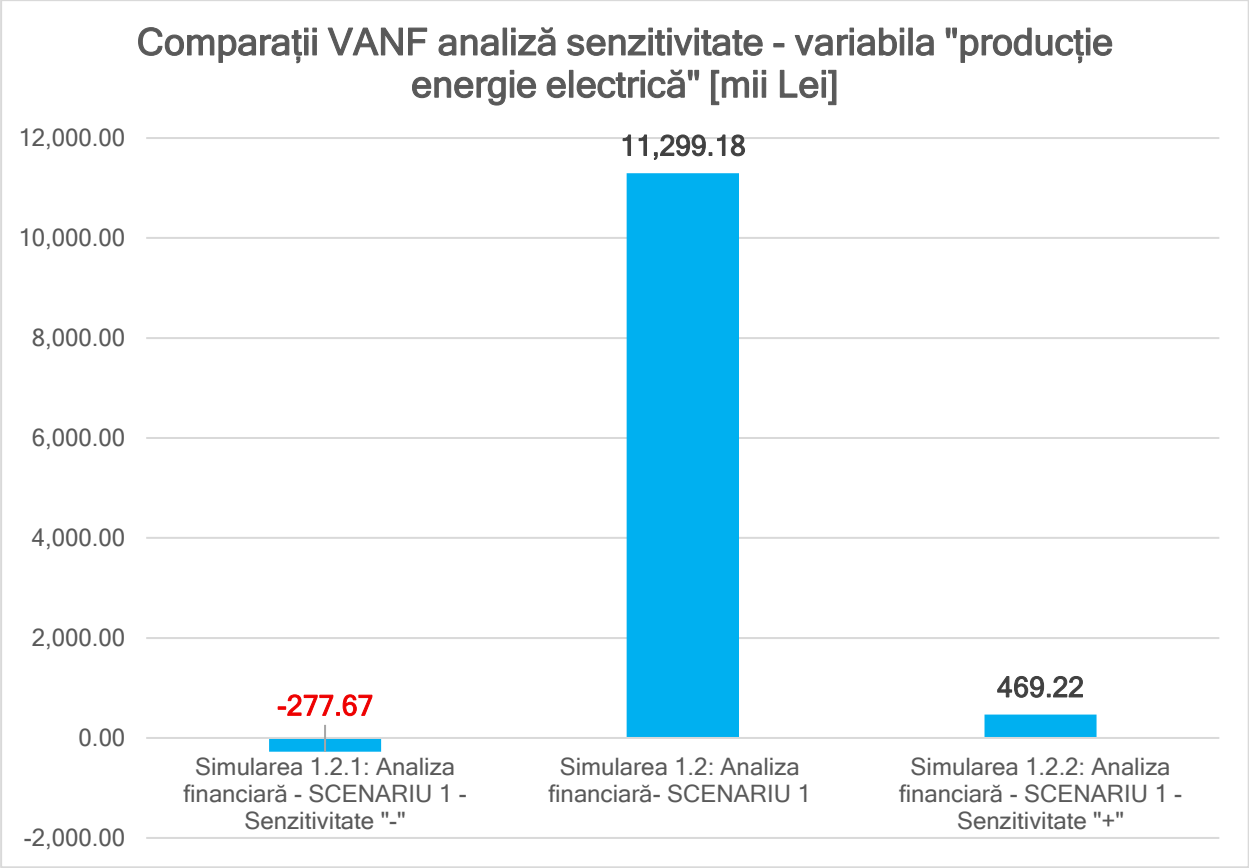
Analiza demonstrează că, chiar şi în scenariul cel mai pesimist (1.2.1), proiectul nu suferă pierderi extreme, ci doar o scădere a rentabilităţii. În scenariul 1.2.2, unde producţia este mai mică, dar nu semnificativ afectată, proiectul rămâne rentabil, consolidând stabilitatea investiţiei. Este de remarcat faptul că performanţele reale ale unei centrale fotovoltaice sunt mult mai previzibile, iar astfel de scăderi majore ale producţiei sunt extrem de rare. În condiţii normale de funcţionare, proiectul se va situa mai aproape de scenariile standard de producţie, ceea ce înseamnă că riscul de a deveni neviabil este foarte scăzut.

CENTRALIZARE senzitivităţii variabilă „producţie energie electrică”:

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
Simularea 1.2.1: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	7.30%	-277.67
Simularea 1.2: Analiza financiară- SCENARIUL 1	**14.91%**	**11,299.18**
Simularea 1.2.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	7.84%	469.22

Graficele prezentate mai jos ilustrează indicatorii de performanţă financiară RIRF si VANF în cadrul analizei de senzitivitate în care se modifică producţia anuală de energie electrică:


Comparații RIRF analiză senzitivitate - variabila "producție energie electrică" [%]
16.00%
14.00%
12.00%
10.00%
8.00%
6.00%
4.00%
2.00%
0.00%
7.30%
14.91%
7.84%
Simularea 1.2.1: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"
Simularea 1.2: Analiza financiară- SCENARIU 1
Simularea 1.2.2: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"


Comparații VANF analiză senzitivitate - variabila "producție energie electrică" [mii Lei]
12,000.00
10,000.00
8,000.00
6,000.00
4,000.00
2,000.00
0.00
-2,000.00
-277.67
11,299.18
469.22
Simularea 1.2.1: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"
Simularea 1.2: Analiza financiară- SCENARIU 1
Simularea 1.2.2: Analiza financiară - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"

Variabila identificată „preţ energie electrică"

Simulări aferente SCENARIULUI 1.2
Valorile de simulare pentru scenariul de referinţă sunt următoarele:

Analiza financiara - SCENARIUL 1.2 - CU finanţare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de măsură**
RIRF	14.91%	%
VANF	11299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Valorile de simulare sunt următoarele - preţul energiei electrice scade cu 31% - 276 lei/MWh:

Simularea 1.2.3: Analiza financiara - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	7.30%	%
VANF	-277.67	mii LEI
VANF Beneficii	25,767.83	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	11.35	ani
RBC	0.99	-

Valorile de simulare sunt următoarele - preţul energiei electrice scade cu 29% - 284 lei/MWh:

Simularea 1.2.4: Analiza financiara - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	7.84%	%
VANF	469.22	mii LEI
VANF Beneficii	26,514.73	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	10.94	ani
RBC	1.02	-

Valorile de simulare sunt următoarele - preţul energiei electrice creşte cu 29% - 516 lei/MWh:

Simularea 1.2.5: Analiza financiara - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "+"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	21.27%	%
VANF	22,129.14	mii LEI
VANF Beneficii	48,174.65	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	5.60	ani
RBC	1.85	-

Valorile de simulare sunt următoarele - preţul energiei electrice creşte cu 31% - 524 lei/MWh:

Simularea 1.2.6: Analiza financiara - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "+"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	21.69%	%
VANF	22,876.04	mii LEI
VANF Beneficii	48,921.54	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	5.52	ani
RBC	1.88	-

CENTRALIZARE senzitivităţi variabila „preţ energie electrică”:

În această secţiune, se vor centraliza rezultatele fiecărei simulări efectuate în cadrul analizei de senzitivitate, luând în considerare variaţiile în ceea ce priveşte variabila critică „preţul energiei electrice”. În acest scop, se vor prezenta sub forma unui tabel rezultatele fiecărei simulări, începând cu sensibilităţile negative, apoi scenariul de referinţă şi apoi sensibilităţile pozitive. Acest lucru va oferi o imagine completă a modului în care indicatorii de performanţă financiară evoluează în funcţie de diferitele scenarii analizate.

De asemenea, în tabelele prezentate, vor fi evidenţiate valorile care cad sub pragul de 7.5% pentru Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) şi valorile negative ale Valorii Actuale Netă Financiară (VANF).

Între simulările „Simulare 1.2.3.” (în care se constată că nu este fezabil proiectul întrucât RIRF<7.5% VANF<0) şi „Simulare 1.2.4.” (în care se constată că este fezabil: RIRF>7.5% şi VANF>0), se identifică valoarea de prag a variabilei critice, şi anume a preţului energiei electrice. Având în vedere succesivele variaţii ale preţului energiei electrice în Romania, se stabileşte valoarea de comutare a proiectului, care se situează între 276.00 Lei/MWh şi 284.00 Lei/MWh. Aceasta reprezintă o scădere

a preţului energiei electrice de aproximativ 29-31% faţă de preţul de referinţă menţionat în datele analizei financiare de intrare.

Denumire	RIRF [%]	VANF [mii Lei]	Preţ energie electrică [lei/MWh]
Simularea 1.2.3: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	7.30%	-277.67	276.00
Simularea 1.2.4: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "-"	7.84%	469.22	284.00
Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1.2	**14.91%**	**11,299.18**	**400.00**
Simularea 1.2.5: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "+"	21.27%	22,129.14	516.00
Simularea 1.2.6: Analiza financiară - SCENARIUL 1 - Senzitivitate "+"	21.69%	22,876.04	524.00
Valoarea de comutaţie, pentru variabila critică identificată "preţ energie electrică", este cuprinsă între o scădere a acestuia cuprinsă între:			-29.00%
			-31.00%
respectiv un preţ al energiei electrice cuprins între:			276.00
			284.00

Analiza de senzitivitate asupra preţului energiei electrice confirmă că proiectul nu prezintă un risc semnificativ de nerealizare, deoarece probabilitatea ca preţul să se situeze în intervalul critic identificat este extrem de redusă. Deşi variaţiile preţului influenţează rentabilitatea, proiectul rămâne viabil datorită stabilităţii pieţei energiei electrice şi cererii ridicate pentru surse regenerabile.

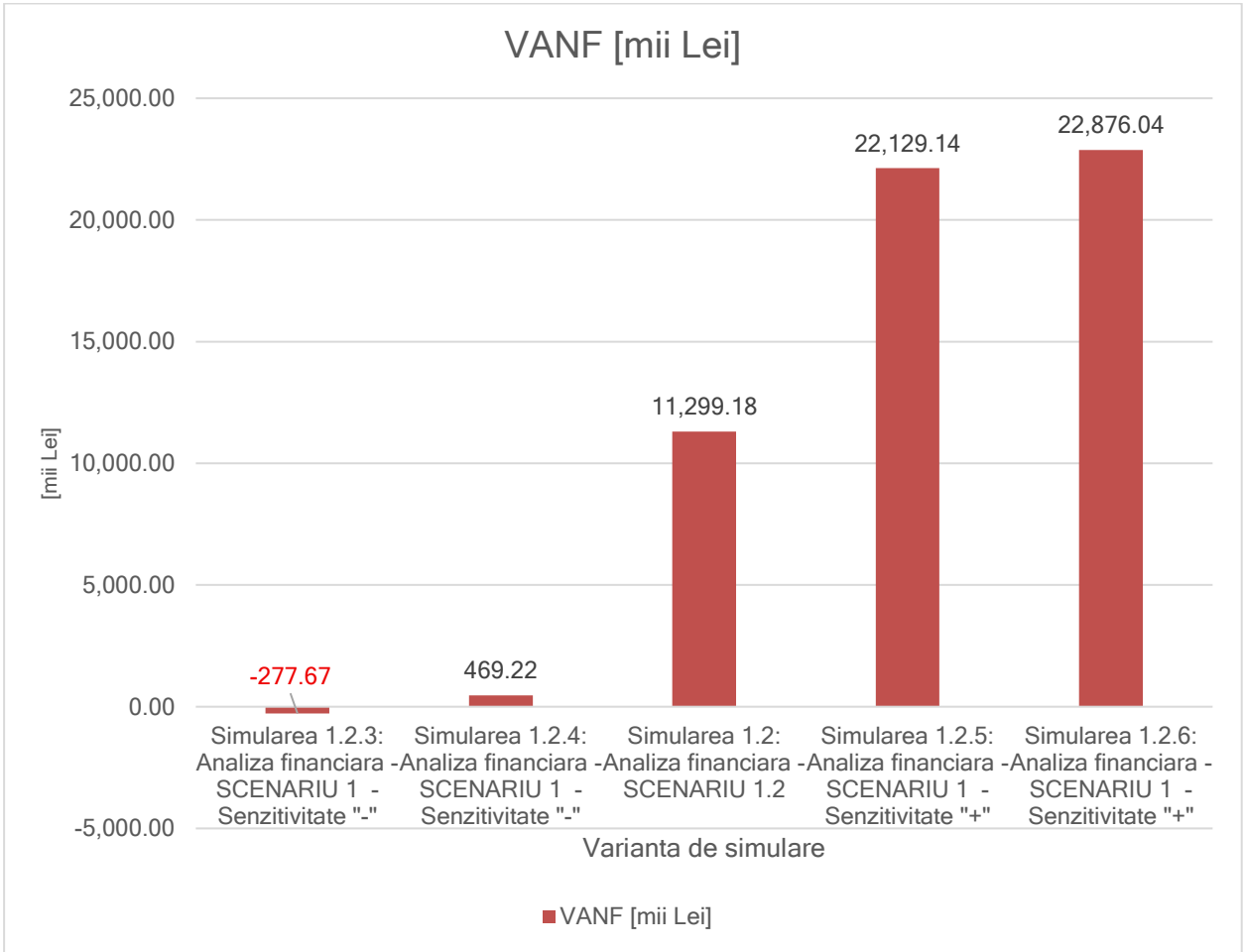
În scenariul 1.2.3, unde preţul energiei electrice scade drastic la 276 lei/MWh, proiectul devine nesustenabil. RIRF scade la 7.30%, sub pragul minim de 7.5%, ceea ce indică o investiţie riscantă. VANF devine negativă (-277.67 mii LEI), ceea ce confirmă pierderi financiare. Termenul de recuperare a investiţiei (TR) creşte semnificativ la 11.35 ani, iar Raportul Cost-Beneficiu (RBC) scade la 0.99, arătând că beneficiile nu acoperă în totalitate costurile. Acest scenariu evidenţiază un punct critic al proiectului, dar probabilitatea ca un astfel de scenariu să devină realitate este extrem de redusă, având în vedere reglementările favorabile pentru energia regenerabilă.

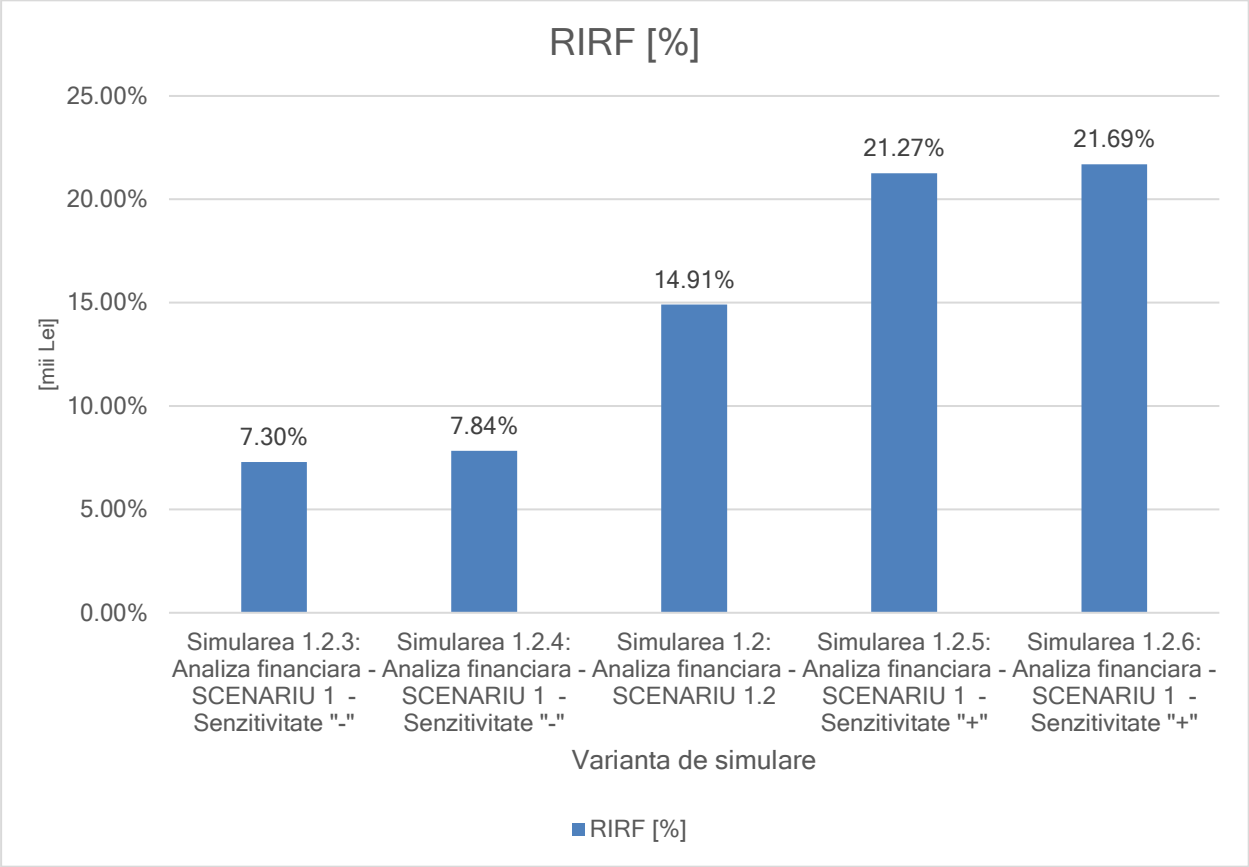
În scenariul 1.2.4, unde preţul energiei electrice este de 284 lei/MWh, proiectul rămâne rentabil, dar cu o marjă de profit redusă. RIRF creşte la 7.84%, depăşind pragul minim necesar, iar VANF devine pozitivă, la 469.22 mii LEI, ceea ce confirmă o investiţie sustenabilă, dar cu beneficii limitate.

În scenariul 1.2.5, unde preţul energiei electrice creşte la 516 lei/MWh, proiectul devine semnificativ mai rentabil. RIRF creşte considerabil la 21.27%, iar VANF se ridică la 22,129.14 mii LEI, ceea ce confirmă beneficii financiare semnificative. Termenul de recuperare a investiţiei scade la 5.60 ani.

În scenariul 1.2.6, unde preţul energiei electrice ajunge la 524 lei/MWh, proiectul devine extrem de profitabil. RIRF ajunge la 21.69%, iar VANF creşte la 22,876.04 mii LEI, confirmând beneficii financiare substanţiale. Termenul de recuperare a investiţiei (TR) scade la 5.52 ani, ceea ce face ca investiţia să fie recuperată rapid.

Aşadar, scenariile 1.2.3 şi 1.2.4 arată că o reducere drastică a preţului energiei electrice poate afecta viabilitatea proiectului, însă probabilitatea unui astfel de scenariu este extrem de redusă. Pe de altă parte, scenariile 1.2.5 şi 1.2.6 evidenţiază faptul că o creştere a preţului energiei electrice aduce beneficii semnificative, accelerând recuperarea investiţiei şi îmbunătăţind semnificativ performanţele financiare ale proiectului. Întrucât piaţa energiei electrice este reglementată şi influenţată de politici favorabile pentru energia regenerabilă, riscul ca proiectul să devină neviabil din cauza unui colaps al preţului energiei electrice este nesemnificativ. Astfel, perspectivele de rentabilitate sunt puternic favorizate de eventualele creşteri ale preţului energiei electrice.





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

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

Principalele riscuri care pot afecta proiectul se pot clasifica astfel:

- *Riscuri interne* – Acestea sunt reprezentate de întârzierile în procedurile de achiziţie a contractelor de furnizare sau servicii;
- *Riscuri externe* – Condiţiile meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor;
- *Riscuri pe perioada de implementare* – Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat şi în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări;
- *Riscuri pe perioada de operare* – Aceste riscuri depind de modul de desfăşurare a activităţilor prevăzute în planul de acţiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuţie.

Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
- Întârzierile în procedurile de achiziţie a contractelor de furnizare, servicii	Evitarea riscului	Pentru a evita întârzierile în organizarea procedurilor de achiziţii se va întocmi un grafic de realizare a acestora care se va respecta, ţinând cont de termenii alocaţi fiecărei proceduri se va încerca o comunicare cât mai strânsă cu colaboratorii.

- Condiţii meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor	Reducerea riscului	În vederea reducerii impactului asupra implementării cu succes a investiţiei, se recomandă o planificare riguroasă a activităţilor proiectului şi luarea în calcul a unor marje de timp.
- Neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat şi în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări	Evitarea riscului Reducerea riscului	Pentru ca acest risc să poată fi prevenit este necesar ca din etapa de elaborare a documentaţiei de finanţare şi bugetul estimat de costuri să fie elaborate cât mai precis. În acest sens, introducerea rezervelor financiare şi de timp este o măsură preventivă. În condiţiile în care prevenirea acestui risc nu constituie o măsură oportună şi realistă, în contractul încheiat cu constructorul trebuie stipulate clauze de penalitate şi denunţare unilaterală.
- Erori în calculul soluţiilor tehnice; - Executarea defectuoasă a unor părţi din lucrări; - Nerespectarea normativelor şi legislaţiei în vigoare; - Dificultăţi în angajarea şi instruirea personalului specializat în întreţinerea şi exploatarea investiţiei.	Reducerea riscului	Reducerea acestor riscuri se face prin: • planificarea logică şi cronologică a activităţilor cuprinse în planul de acţiune; • verificarea fazei de proiectare; • supravegherea modului de execuţie al lucrărilor; • încadrarea proiectului în standardele de calitate şi în termenele prevăzute; • respectarea specificaţiilor referitoare la materialele, echipamentele şi metodele de implementare a proiectului; • protejarea şi conservarea mediului înconjurător; • solicitarea furnizorilor echipamentelor şi instalaţiilor, în vederea instruirii personalului responsabil cu întreţinerea şi exploatarea acestora. Angajarea personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

Măsuri de administrare a riscurilor

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

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

(A) Identificarea riscurilor

Principalele riscuri susceptibile să afecteze proiectul se pot clasifica astfel:

- riscuri interne: întârzieri în procedurile de achiziţii a contractelor de furnizare servicii sau lucrări;
- riscuri externe: legislaţia instabilă.

(B) Evaluarea riscurilor

Această etapă este utilă în determinarea priorităţilor în alocarea resurselor pentru controlul şi finanţarea riscurilor. Estimarea riscurilor presupune conceperea unor metode de măsurare a importanţei riscurilor precum şi aplicarea lor pentru riscurile identificate.

Abordarea ordinală

Abordarea ordinală a probabilităţii de apariţie a riscurilor proiectului s-a făcut funcţie de frecvenţa (probabilitatea de producere a evenimentului) şi severitatea consecinţelor (impactul pe care îl poate avea fenomenul vizat asupra proiectului). În acest caz, poziţionarea riscurilor în diagrama riscurilor

este subiectivă şi se bazează doar pe expertiza echipei de proiect. Pentru această etapă, esenţială este matricea de evaluare a riscurilor, în funcţie de probabilitatea de apariţie şi impactul produs.

Impact/ Probabilitate	Scăzut	Mediu	Ridicat
Scăzut	•erori în calculul soluţiilor tehnice; •executarea defectuoasă a unor părţi din lucrări; •nerespectarea normativelor şi legislaţiei în vigoare; •dificultăţi în angajarea şi instruirea personalului specializat în întreţinerea şi exploatarea investiţiei.	nerespectarea termenelor de investiţie conform calendarului prevăzut	
Mediu		condiţii meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrărilor de construcţie	întârzierile în procedurile de achiziţie a contractelor de furnizare, servicii
Ridicat			neîncadrarea efectuării lucrărilor de către constructor în graficul de timp aprobat şi în cuantumul financiar stipulat în contractul de lucrări

Matricea poate fi folosită în stabilirea strategiei de management astfel:

- riscurile din prima categorie (probabilitate mică, impact redus) pentru acest tip se recomandă tehnici de reţinere a riscului;
- pentru riscurile din a doua categorie (probabilitate mică şi impact ridicat) ca de exemplu „întârzieri în procedurile de achiziţii a contractelor de furnizare servicii sau lucrări", este recomandată asigurarea, deoarece materializarea lor ar avea un impact foarte puternic asupra proiectului;
- pentru riscurile din a treia categorie (probabilitate mare, impact scăzut) se impun a fi aplicate tehnici de control al riscului, în scopul reducerii frecvenţei de producere. Tehnicile de control vor fi combinate cu tehnicile de reţinere;
- riscurile din ultima categorie (probabilitate mare, impact ridicat) ar trebui evitate.

(C) Tratamentul (managementul) riscurilor

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

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

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

- evitarea riscului;
- prevenirea pierderilor.

Din categoria tehnicilor care reduc impactul riscurilor fac parte:

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

Prezenta analiză de risc este întocmită în cadrul studiului de fezabilitate care are drept scop să stabilească echipamentele şi lucrările necesare pentru a răspunde cerinţelor impuse de exigenţele de calitate a energiei electrice şi a funcţionării în condiţii de siguranţă.

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

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

Detalii	**– *Scenariul 1* – Module fotovoltaice monocristaline bifaciale, cu o putere nominală de 650 Wp și cu 22 invertoare trifazate de 300 kW dar și cu 16 invertoare trifazate de 175 kW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA**	***Scenariul 2* – Module fotovoltaice monocristaline, cu o putere nominală de 450 Wp și invertoare de 100 kW + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA**
ASPECTE TEHNICE		
Configurația	Invertoare (300 kW) – 22 buc. Invertoare (175 kW) – 16 buc. Panouri (650 Wp) – 14462 buc.	Invertoare (100 kW) – 94 buc. Panouri (450 Wp) – 20889 buc
Tipul panoului fotovoltaic	Tip-N Monocristalin	Monocristalin
Puterea unui panou fotovoltaic	650 Wp	450 Wp
Putere instalată curent continuu (suma panourilor)	9.4 MWp	9.4 MWp
Eficiența Panourilor	24.06 %	20.2 %
Condiții de testare panouri	STC	STC
Puterea unui invertor	300 kW, respectiv 175 kW	100 kW
Putere instalată curent alternativ (suma invertoarelor)	9.4 MWp	9.4 MWp
Eficiența Europeană a invertoarelor	98.8% (300 kW), respectiv 98.69% (175 kW)	98.4 %
Producția anuală a centralei fotovoltaice	9844.91 MWh	8790.43 MWh
Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	6024.10 tone	5378.8 tone
Riscuri	Puterea mai mare a invertoarelor duce la o centrală mai puțin descentralizată.	Un număr mai mare de echipamente duce la risc mai mare de apariție a unui defect a CEF.
Sustenabilitate	Această soluție are un grad mare de sustenabilitate, deoarece investiția duce la o economie pe	Această soluție are un grad mare de sustenabilitate, deoarece investiția duce la o

	costuri a energiei electrice şi micşorează amprenta de carbon pe o durată de zeci de ani de funcţionare.	economie pe costuri a energiei electrice şi micşorează amprenta de carbon pe o durată de zeci de ani de funcţionare.
ASPECT ECONOMIC		
Valoarea investiţiei (cu TVA)	44,427,077.33	46,759,486.66
AVANTAJE	1. Eficienţă mai mare a invertoarelor 2. Producţia anuală este stabilă şi mai mare 3. Cost redus de întreţinere şi operare. 4. Scăderea considerabilă a amprentei de carbon. 5. Cel mai rentabil scenariu analizat, varianta cu finanţare nerambursabilă a scenariului 1.	1. Scăderea considerabilă a amprentei de carbon
DEZAVANTAJE	-	1. Producţie anuală mai mică 2. Impact ecologic mai mic 3. Ocupă mai mult spaţiu pe teren 4. Riscurile cauzate de defecţiuni vor adăuga cheltuieli mari în exploatare şi mentenanţă

Tabelul comparativ a fost explicat în cadrul capitolului 4, fiind doar prezentat în cele ce urmează.

Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	6.81%	%
VANF	-1,624.38	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	38,969.07	mii LEI
TR	11.76	ani
RBC	0.96	-

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	14.91%	%
VANF	11,299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Analiza financiara - SCENARIU 2.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	4.14%	%
VANF	-7,872.01	mii LEI
VANF Beneficii	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	41,216.74	mii LEI
TR	14.42	ani
RBC	0.81	-

Analiza financiara - SCENARIU 2.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	10.69%	%
VANF	5,051.56	mii LEI
VANF Beneficii	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	28,293.17	mii LEI
TR	9.13	ani
RBC	1.18	-

Analizând rezultatele financiare pentru toate scenariile propuse, se observă că în variantele fără finanţare nerambursabilă (Scenariile 1.1 şi 2.1), rata internă de rentabilitate financiară RIRF este sub rata de actualizare, iar valoarea actualizată netă financiară VANF este negativă. Aceste rezultate confirmă că veniturile generate de proiect nu ar acoperi integral costurile, iar investiţia ar necesita sprijin financiar nerambursabil pentru a fi viabilă, conform metodologiei din ghid.

În schimb, în variantele cu finanţare nerambursabilă (Scenariile 1.2 şi 2.2), RIRF depăşeşte semnificativ pragul minim de 7.5%, iar VANF devine pozitivă. Dintre acestea, Scenariul 1.2 se evidenţiază prin cea mai ridicată rentabilitate (14.91%) şi cea mai scurtă perioadă de recuperare a investiţiei (7.29 ani), asigurând maximizarea beneficiilor financiare şi o sustenabilitate solidă pe termen lung. Acest lucru demonstrează că, prin integrarea sprijinului financiar nerambursabil, proiectul devine nu doar fezabil, ci şi extrem de atractiv din punct de vedere economic şi investiţional.

5.2. Selectarea şi justificarea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e)

Conform analizelor realizate, din punct de vedere tehnico-economico-financiar, **Scenariul 1** este considerat optim şi ales spre a fi implementat.

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

1. În scenariul 1 producţia anuală a centralei electrice fotovoltaice este mai mare decât în scenariul 2; în **scenariul 1** producţia anuală a centralei electrice fotovoltaice, în curent alternativ este de **9,844.91 MWh/an**, pe când în scenariul 2, centrala electrică fotovoltaică generează **8,790.43 MWh/an**.
2. Necesită mai **puţine lucrări de mentenanţă**, dat fiind faptul că numărul echipamentelor este mult mai mic.
3. Implicit, prezintă **costuri de mentenanţă mai mici.**
4. Panourile prezentate în Scenariul 1 prezintă o **eficienţă mult mai mare.**
5. **Un impact ecologic mai eficient**.

6. **Scăderea considerabila a amprentei de carbon,** cu 646 tone/an CO_2 mai mult decât în scenariul 2.
7. Necesită **investiţie mai mică.**
8. **Degradarea modulelor prezentate în Scenariul 1 indică o dependenţă mai bună în timp**, comparativ cu panourile utilizate în Scenariul 2.
9. Scenariul 1 prezintă soluţia capabilă ce garantează siguranţa de producţie stabilă pe toată perioada de funcţionare şi protecţie contra incidentelor electrice.

Scenariul 1 constă în dezvoltarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată de 9.4 MWp utilizând module fotovoltaice monocristaline, bifaciale, cu o putere nominală de minim 650 Wp, invertoare solare cu puterea nominală de 300 kW (22 buc.) + 175 kW (16 buc.) + 2 posturi de transformare echipate de 6000 kVA

Analizând rezultatele financiare şi în conformitate cu prevederile din Ghidul de Dezvoltare al Analizei Cost-Beneficiu, se constată că în varianta Scenariului 1.1, fără finanţare nerambursabilă, rata internă de rentabilitate financiară se situează sub rata de actualizare aplicată, iar valoarea actualizată netă financiară este negativă. Aceste rezultate confirmă faptul că veniturile generate de proiect nu ar acoperi integral costurile de investiţie, ceea ce impune necesitatea sprijinului financiar nerambursabil pentru viabilitatea proiectului. În schimb, pentru Scenariul 1.2, care integrează finanţarea nerambursabilă, RIRF depăşeşte semnificativ pragul de rentabilitate, iar VANF devine pozitivă, ceea ce demonstrează că asistenţa financiară conduce la un proiect sustenabil, cu o rentabilitate ridicată şi o perioadă de recuperare a investiţiei rezonabilă, respectând cerinţele de eficienţă economică şi financiară prevăzute în ghid.

Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	6.81%	%
VANF	-1,624.38	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	38,969.07	mii LEI
TR	11.76	ani
RBC	0.96	-

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	14.91%	%
VANF	11,299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Se observă că Scenariul 1 este cea mai bună opţiune pentru implementarea proiectului, oferind cea mai ridicată rentabilitate, cel mai scurt termen de recuperare a investiţiei şi cele mai mari beneficii financiare.

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

a) Obţinerea şi amenajarea terenului

Centrala electrică fotovoltaică si traseul de racord se va amplasa pe terenurile identificate prin Cărţile Funciare Nr. 101923, 101924, 101925, 101927, 108696 si 101928.

Sunt prevăzute căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanţei corespunzătoare şi în cazul unei defecţiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Accesul utilajelor în incintă se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale. Lucrările executate nu necesită o protecţie deosebită ele fiind realizate în soluţie definitivă, conform normativelor în vigoare. În şantier, materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

b) Asigurarea utilităţilor necesare funcţionării obiectivului

Racordarea centralei fotovoltaice se face în statia electrica SRA 4 110/6KV, pe linie de 6KV prin intermediul a 2 posturi de transformare fiecare cu puterea 6000 kVA. La transformator sunt conectate 22 invertoare trifazate de 300 kW dar şi 16 invertoare trifazate de 175 kW, care transforma energia de curent continuu in curent alternativ.

c) Soluţia tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcţional-arhitectural şi economic, a principalelor lucrări pentru investiţia de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic şi de performanţă ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuşi

Centrala fotovoltaică vizată a fi instalată prin proiect va avea următoarele specificaţii tehnice minimale:

- sistem de panouri fotovoltaice cu o putere instalată de 9.4 MWp ce cuprinde minim 14462 de panouri fotovoltaic cu următoarele caracteristici tehnice minimale:
  - tip celule: N Type Monocristalin Bifacial;
  - putere nominală minimă: 650 Wp;
  - eficienţă minima de peste 24%;
  - garanţie minimă pentru panouri 12 ani.
- invertoare on-grid trifazate cu o putere totală 300 kW, respectiv 175 kW în curent alternativ;
  - constă din minim 22 buc. invertor cu următoarele caracteristici tehnice individuale minimale:
    - putere nominală (AC) de 300 kW;
    - eficienţă europeană > 98.8%;
    - garanţie minimă: 10 ani.
  - constă din minim 16 buc. invertor cu următoarele caracteristici tehnice individuale minimale:
    - putere nominală (AC) de 175 kW;

- eficienţă europeană > 98.69%;
- garanţie minimă: 10 ani.

- structură metalică prefabricată pentru amplasarea sistemului fotovoltaic cu fixare pe teren:
  - profiluri metalice de oţel uşor de montat cu elemente zincate pentru protecţie împotriva coroziunii.
- cabluri electrice şi accesorii (DC şi AC);
- cabluri de comunicaţie;
- tablou electric racord cu grad de protecţie exterior;
- sistem de împământare.

1. ***Structura metalică de susţinere a echipamentelor***



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

Structura de susţinere a echipamentelor, propusă este alcătuită din profile metalice uşoare din oţel marca S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane şi contravântuiri verticale. Profilele sunt îmbinate cu şuruburi cu diverse diametre. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele şi contravântuirile verticale le consolidează pe direcţie longitudinală.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri aşezate „portrait". Unghiul de înclinare al structurii va fi de 30°.

Structura de montare va asigura o înălţime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice faţă de suprafaţa solului pentru a permite o funcţionare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitaţii mai mari decât mediile înregistrate. Structura va fi legata la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice.

Modul de lucru al structurii de rezistenţă este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi şi stâlpi, iar de aici la terenul de fundare.

Sarcinile orizontale (seism şi vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Producătorul va pune la dispoziţia executantului un manual detaliat de instalare/asamblare a structurii metalice şi a modalităţii de fixare prin asigurarea etanşeităţii în punctele de ancorare.

Livrarea materialelor in site se va face însoţită de un document de calitate şi de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat.

2. ***Panourile fotovoltaice***

Panourile fotovoltaice alese pentru acest proiect deţin o putere instalată de 650 Wp. Panourile sunt de 264 de celule (N type Monocristaline). Panou fotovoltaic deţine o eficienţă de 24.06% în condiţii STC şi a cărui performanţă nu scade sub 88.85 % până în 30 de ani de funcţionare.

3. ***Invertoarele***

Sistemul propus va include 22 invertoare de 300 kW dar şi 16 invertoare de 175 kW. În total, acestea vor genera o putere de 9.4 MW.

Invertoarele de 300 kW sunt echipate cu 6 puncte de urmărire a puterii maxime (MPPT-uri), fiecare având un curent maxim de 60 A. Invertoarele de 175 kW sunt echipate cu 9 puncte de urmărire a puterii maxime (MPPT-uri), fiecare având un curent maxim de 26 A.

Invertorul converteşte energia din curent continuu produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie sub formă de curent alternativ, compatibilă cu reţeaua electrică. Legătura dintre acestea şi reţeaua internă a beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric general fotovoltaic (TEG PV) de racord.

Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilaţie naturală, acesta se va alimenta pe durata nopţii din tabloul electric, în sens invers, daca va fi nevoie.

Având gradul de protecţie IP66 acesta se va putea monta atât în exterior cât şi în interior.

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

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

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

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

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

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

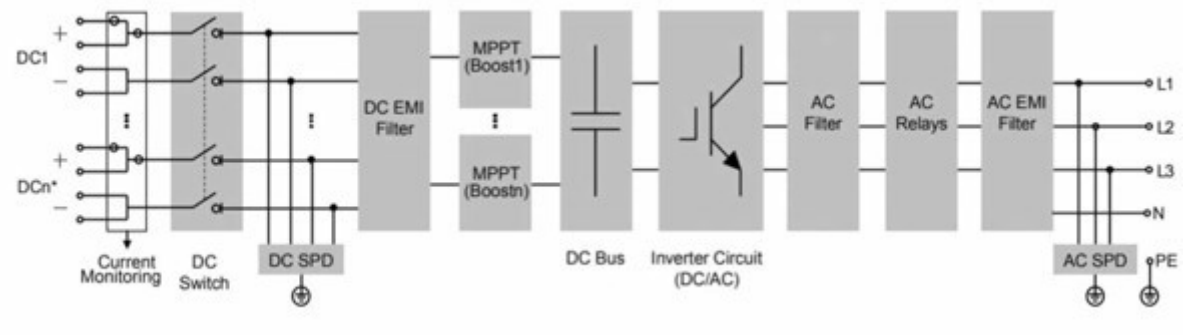
Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în reţeaua electrică de distribuţie să fie permanent 0 kW. Comanda în cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei reţele de comunicaţie RS485.

Pentru comanda şi controlul funcţiilor disponibile la nivelul releului de comandă şi control integrat în cadrul invertoarelor de putere, acestea îndeplinesc următoarele funcţii:

- ✓ Funcţie injecţie / absorbţie putere reactivă
- ✓ Funcţie reglaj automat tensiune – putere reactivă Q(U)
- ✓ Funcţie reglaj automat al puterii active, invertorul de putere este echipat cu o serie de interfeţe de comunicaţie Ethernet, RS485, 4-DI modul intrări digitale.

Pentru implementarea funcţiei de reglare automată dinamică a puterii active produse se utilizează interfeţele de comunicaţie RS485 disponibile la nivelul invertoarelor de putere trifazate. Invertorul va regla puterea livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală în funcţie de comanda transmisă de la dispozitivul de comandă şi control (smart logger). Mărimile de intrare pe baza cărora dispozitivul de comandă şi control va trimite comandă de reducere a puterii livrate către invertoarele de putere sunt asigurate prin intermediul invertoarelor de putere (putere produsă) şi dispozitivului de măsură (putere consumată). Comanda va fi transmisă în timp real, asigurând-se un reglaj continuu ce nu va permite exportul puterii produse în reţeaua electrică de distribuţie (în situaţia de autoconsum a întregii cantităţi de energie electrică produsă de instalaţia fotovoltaică).

Schemă bloc de principiu a invertoarelor



Unde: n=6 pentru invertorul de 300 kW, respectiv n=9 pentru invertorul de 175 kW.

4. ***Sistemul de monitorizare al centralei***

Modulul Autonom de Monitorizare şi Control (MAMC-PV) pentru centrala fotovoltaică
Modulul Autonom de Monitorizare şi control pentru centrala fotovoltaică va conţine toate elementele necesare monitorizării funcţionării centralei PV şi pentru comanda acesteia. Modul de comandă al centralei PV depinde dacă MAMC-PV are sau nu conexiune la Internet. Comanda centralei se face remote dacă MAMC-PV are conexiune Internet sau se face din reţeaua Intranet a beneficiarului daca lipseşte conexiunea la Internet.

MAMC-PV asigură stocarea datelor local pe un server separat, care va funcţiona în locaţia beneficiarului. MAMC-PV este autonom pentru ca nu depinde de producătorul echipamentelor şi poate funcţiona cu sau fără conexiune Internet.

În felul în care se asigură securitatea cibernetică a centralei fotovoltaice, se reduc sau se anulează riscurile defectelor în funcţionare sau în instalaţie provocate de atacurile cibernetice.

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

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

Sistemul va efectua, în funcţie de rata de citire setată, o recunoaştere optică a caracterelor - tehnologie OCR , Optical Character Recognition - afişate pe display-ul contorului de energie electrică de decontare, contor care aparţine distribuitorului.

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

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

Datorită simplităţii de implementare a acestui sistem, acesta poate fi folosit să citească de la distanţă şi alte contoare sau echipamente de interes pentru beneficiar.

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

1. ***Colectarea datelor de la instalaţia fotovoltaică***
   a) Sistemul va permite citirea datelor utilizând reţeaua de fibră optică şi protocol de comunicaţie Modbus RTU;
   b) Pe lângă datele de bază ale centralei fotovoltaice, softul de management al producţiei şi consumului de energie va fi capabil să colecteze şi să stocheze şi alte seturi de date, cum ar fi balanţa de puteri, balanţa de energie, alarmele, valori minime şi maxime ale parametrilor;
   c) Sistemul va permite extinderi ulterioare de semnale DI privind funcţionarea echipamentelor, securitatea fizica a instalaţiilor, etc.

2. ***Memorarea datelor***
   a) Pachetul software şi sistemul de management al producţiei/consumurilor va memora datele într-o bază de date relaţională standard.

3. ***Subsistemul de alarmare***
   a. Software-ul de management al producţiei/consumurilor va avea o fereastră specială pentru afişarea tuturor condiţiilor de avertizare şi de alarmare;
   b. Fereastra de alarmare va avea posibilităţi de filtrare şi sortare;

c. Trebuie să existe posibilitatea de a suspenda alarmele pentru o perioadă de timp specificată;
d. Cel puţin următoarele categorii de alarme trebuie să fie disponibile:
    1. Alarmare de depăşire limite (LoLo, Lo, Hi, HiHi);
    2. Alarmare de stare;
    3. Alarmare de comunicaţie;
    4. Alarmare pentru perioade de timp;
    5. Alarme de diagnostic: software-ul va permite definirea de condiţii complexe de alarmare pe care beneficiarul doreşte să le implementeze pentru determinarea situaţiilor anormale de funcţionare.
e. După ce cauza alarmei a dispărut, aceasta poate fi acceptată automat sau manual şi va fi mutată în lista de alarme istorice pentru generarea rapoartelor;
f. Contoarele cu alarme vor avea reprezentări codate prin culori (folosind culoarea fontului, culoarea bulinelor, simboluri speciale, etc). Culorile pentru codare vor trebui să poată fi definite de utilizator.

4. *Managementul echipamentelor şi securitatea sistemului*

Pachetul software va avea un instrument pentru monitorizarea şi raportarea stării echipamentelor şi a securităţii fizice a instalaţiilor

5. *Vizualizarea datelor*

Pentru vizualizarea datelor acestea vor trebui organizate atât la nivel de imagine generală, cât şi pe ecrane dedicate fluxurilor din producţie.
Software-ul va permite definirea de NOI criterii de grupare/sortare pentru a permite organizarea afişării în concordanţă cu dorinţele concrete ale beneficiarului (de exemplu organizare după tipul de alarmă). Software-ul va permite căutări după criterii multiple (serie, tip contor, producător, etc).

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

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

Sistemul va permite afişarea de imagini grafice sub formă de scheme de flux, pe care vor fi vizualizate date de la contoare, precum şi o imagine de montaj şi instrucţiuni pentru locaţia de montaj.
Pe scheme vor fi afişate valorile pentru putere/energie şi alarmele. Echipamentele vor fi afişate pe scheme conform codului de culori de alarmare ales de utilizator.

6. ***Analiza datelor***

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

a) Comparaţia producţiei/consumurilor pe o perioadă de timp.
b) Partiţionarea producţiei/consumurilor pe timp (de exemplu extragerea din consumul de bază a consumului de noapte);
c) Evoluţia în timp (comparaţii pentru acelaşi parametru de la contor pe perioade de timp diferite).
d) Performanţa sistemului de citire – sistemul va genera rapoarte şi diagrame pentru evidenţierea performanţei citirilor (rata citirilor);
e) Contor virtual. Pachetul software va permite definirea unui contor pe baza datelor de la alte contoare şi a unor formule matematice. Acest contor virtual se va comporta în cadrul aplicaţiei ca un contor real. Contorul virtual se va folosi pentru analiza pierderilor;
f) Balanţa de energie – softul va genera automat balanţe de productie/consum, configurarea lor va fi posibilă de către utilizatorul final.

Obiectivele generale ale soluţiei de monitorizare sunt:

a) funcţia de achiziţie, prelucrare şi prezentare în timp real a parametrilor de funcţionare;
b) scheme sinoptice cu amplasamentul echipamentelor şi a punctelor de măsură;
c) funcţia de memorare şi prezentare sub formă de trenduri a consumurilor;
d) funcţia de tip history pentru parametrii monitorizaţi;
e) funcţia de generare rapoarte în conformitate cu cerinţele Beneficiarului;
f) funcţia de alarmare pentru neîncadrarea producţiei/consumurilor în valorile setate;
g) funcţia de securizare a accesului la resursele sistemului de monitorizare;
h) funcţia de back-up;
i) funcţia de export tag-uri, în timp real, către un alt sistem.

CARACTERUL INOVATIV AL SOLUŢIEI

MAMC-PV, soluţia inteligentă de monitorizare şi control a centralei fotovoltaice se evidenţiază prin posibilitatea de a obţine o vedere de ansamblu asupra tuturor parametrilor care să permită o abordare sistemică şi sistematică în ceea ce priveşte implementarea diferitelor Acţiuni de Îmbunătăţire a Performanţelor Energetice (AIPE).

Prin centralizarea datelor la nivelul server-ului şi posibilitatea de urmărire în timp real a acestora, reprezentanţii Beneficiarului vor putea identifica cu uşurinţă şi precizie zonele deficitare şi ineficiente din punct de vedere energetic şi vor putea asigura o planificare optimă a investiţiilor ulterioare în direcţia eficienţei energetice.

Sistemul inteligent va permite de asemenea o foarte bună analiză a viabilităţii economico-financiare reale a AIPE, prin oferirea posibilităţii de a determina fluxul de numerar generat de energia economistă în orice moment de timp (zilnic, lunar, anual) cu o foarte mare precizie. Utilizarea soluţiei OCR va permite minimizarea investiţiei în sensul în care sistemele de contorizare existente ce nu sunt prevăzute cu porturi de comunicaţii sau nu permit accesul la aceste porturi, vor putea fi de asemenea integrate în sistemul de monitorizare.

MAMC-PV prin intermediul rapoartelor pe care le va genera, va ajuta la creşterea gradului de înţelegere şi apreciere a importanţei eficienţei energetice în toate nivelurile ierarhice implicate şi va permite o mai bună apreciere a impactului real generat de aceasta asupra indicatorilor financiari globali ai companiei.

MAMC-PV pentru optimizarea valorificării energiei produse de centrala PV Monitorizând permanent toţi parametrii importanţi ai centralei PV şi parametrii de consum, MAMC-PV furnizează toate informaţiile necesare pentru optimizarea valorificării centralei PV. În sistemul de monitorizare se introduc şi parametrii financiari necesari analizelor, funcţie de tipul centralei PV : producţie, autoconsum, prosumer, etc.

Parametrii financiari ca preţul energiei, informaţii preţ energie piaţa OPCOM, preţ dezechilibru, etc. permit ca Beneficiarul să aibă acces în timp real la performanţa financiară a centralei PV şi să ia deciziile pentru optimizarea veniturilor produse de centrala PV.

Aceste decizii/comenzi asupra centralei se pot introduce în sistemul MAMC-PV astfel încât tot timpul centrala PV să funcţioneze automat la performanţa financiară maximă. În contextul schimbărilor ce au loc pe piaţa de energie şi a preţurilor energiei care au ajuns la valori foarte mari ~~de~~ existenţa sistemului MAMC-PV este componenta de bază a centralei PV.

Sistemul MAMC-PV asigură de fapt realizarea unei centrale SMART PV, adaptată continuu la piaţa de energie pentru maximizarea veniturilor Beneficiarului, funcţie de preţurile energiei şi de parametrii de producţie energie programaţi.

5. *Cabluri electrice şi accesorii (AC şi DC)*

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare din cupru specializate centralelor fotovoltaice rezistente UV, care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate şi canale de cabluri speciale pentru protecţia cablurilor electrice.

Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de aluminiu, armate şi cu manta rezistentă la propagarea flăcării, care se vor poza în canale de cabluri. Pozarea cablurilor de curent alternativ se va realiza în pământ, pe domeniul beneficiarului.

Pentru circuitele de comunicaţii se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie şi secundarele transformatoarelor de curent, cât şi între aparatul de măsură-contor electronic de energie şi reţeaua electrică (informaţia de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de LI2YCYv. Transferul de date dintre dispozitivul de comandă şi control, şi aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (cablu ecranat pentru transfer de date, izolaţie conductor PE, izolaţie exterioară întărită şi perechi torsadate).

Dimensionarea tuturor cablurilor se va executa conform normativelor în cadru proiectului tehnic de executie (PTH).

6. Amenajare împrejmuire

Centrala electrică fotovoltaică va fi împrejmuită cu un gard de protecţie.

Împrejmuirea terenului aferent parcului se va realiza cu panouri de gard zincate şi stâlpi metalici de susţinere, ancoraţi în teren prin baterea stalpilor in pamant la adancimea de minim 1 m.

7. Supraveghere Video şi iluminat

Sistemul de supraveghere video oferă posibilitatea de a vizualiza imagini atât pe timpul zilei, cât şi pe timpul nopţii. Echipamentele dispun de un grad de protecţie pentru protejarea împotriva factorilor externi. Acest sistem de supraveghere se alimentează la 12V/1.5A, iar temperatura de funcţionare este cuprinsă în intervalul -10°C şi +45°C. Camerele video se amplasează pe stâlpii de iluminat în funcţie de rezoluţia camerelor se stabili numărul acestora.

Sistemul de iluminat va fi prevăzut cu lămpi cu LED care vor fi montate pe stâlpi. Lămpile speciale pentru iluminatul exterior, cu protecţie IP65 au o putere de minim 30 W.

Detaliile de execuţie ale sistemului de supraveghere video, iluminat şi amenajarea împrejmuirii, vor fi descrise în etapa Proiectului Tehnic, soluţia propusa fiind fezabila pentru caracteristicile amplasamentului fotovoltaic.

8. Instalaţia de împământare

Pentru protecţia personalului de exploatare şi mentenanta împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realizata o instalaţie de legare la pământ în conformitate cu normativele şi standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-Ip 30/2004). La realizarea acestei instalaţii de legare la pământ se va tine seama şi de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce priveşte modul de legare la centura de împământare. Conform normativului 1RE-Ip 30/2004 instalaţia de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistenţa de dispersie rezultată (Rd) va fi de maxim 1 Ω.

La instalaţia împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum şi toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenţilor de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolaţie sau prin intermediul unui arc electric .

Priza de pământ sa proiecta si executa în conformitate cu:

- 1 Re-Ip 30/2004 Îndreptarul de proiectare si executie a instalaţiilor de legare la pământ.
- STAS 12604/5-90 Protecţia împotriva electrocutărilor. Instalaţii electrice fixe. Prescripţii de proiectare, executie si verificare.
- STAS 4102-1985 Piese pentru instalaţii de protecţie prin legare la pământ.
- 1 RE-I 227-2002 Normativ - Instrucţiuni de determinare prin măsurări a tensiunilor de atingere si de pas.
- NTE 001/03/00 Normativ privind alegerea izolaţiei, coordonarea izolaţiei şi protecţia instalaţiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor.

Priza de pamant va fi realizată din electrozi orizontali (bandă Ol-Zn 40x 4 mm2) si electrozi verticali.

La priza de pământ se vor lega:
- elementele metalice aferente Parcului Fotovoltaic (panouri fotovoltaice, suporţi de susţinere, jgheaburi metalice, stalpii de paratrasnet , etc.);
- Pilonii structurii de montare a panourilor fotovoltaice vor fi legaţi la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legătura intre mesele structurii fotovoltaice efectuate cu platbanda de 40x4 mm2, devenind astfel fundaţii izolate care vor îmbunătăţii coeficientul prizei.
- bara de nul a tablourilor electrice TDRI;
- invertoarele;
- postul de transformare.

8. Postul de transformare

Numărul total de posturi de transformare (PT) este de **2 bucăţi.** Se propune post de transformare echipat, fiecare de 6000 kVA. Echipamentele postului vor fi amplasate în exterior, pe amplasamentul centralei fotovoltaice conform propunerii de amplasare a echipamentelor.

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

9. Racord + traseu medie tensiune

Racordarea centralei fotovoltaice se face în statia electrica SRA 4 110/6KV, pe linie de 6KV prin intermediul a 2 posturi de transformare fiecare cu puterea 6 MVA .
La transformator sunt conectate invertoarele care transforma energia de curent continuu în curent alternativ.
Conform planului de amplasament traseul de la cele 2 posturi de transformare pana la statia SRA4, are lungime de circa 1500m.
Dimensionarea cablurilor de medie tensiune se va face in cadru proiectului de executie. Lucrările de racordare se vor realiza conform Avizului tehnic de racordare (ATR) emis de operatorul de distribuţie.

Probe tehnologice şi teste

După instalarea centralei electrice fotovoltaice şi înainte de punerea în funcţiune se vor efectua măsurători, verificări şi teste pentru ca toţi parametrii să fie în valorile normale. Se vor verifică următoarele:

Câmpul de panouri fotovoltaice:

- măsurarea cuplului de strângere pentru şuruburile de prindere ale structurii şi panourilor (prin sondaj).

Inspecţie vizuală:

- inspectarea stării generale a panourilor fotovoltaice;
- poziţia panoului umbrire, distanţe, azimut adecvat şi înclinaţie;
- structură metalică de susţinere a panourilor, integritatea şi fixarea acesteia;
- inspecţia termografică.

Cablurile de curent continuu şi curent alternativ:

- verificarea continuităţii cablurilor;
- măsurarea tensiunilor de string curent continuu;
- măsurarea rezistenţei de izolaţie a cablurilor cc şi a instalaţiilor specifice;
- măsurarea tensiunilor curent alternativ;
- măsurarea rezistenţei de izolaţie a cablurilor ac şi a instalaţiilor specifice;
- verificarea succesiunii fazelor;
- inspecţie vizuală;
- inspecţie termografică;
- prinderea corectă a jgheaburilor de pozare a cablurilor şi poziţionarea corectă a capacelor.

Echipamente electrice – Invertoare şi tablouri electrice:

- verificarea legării la pământ a tuturor părţilor metalice noi montate;
- se verifică legarea la pământ a tablourilor electrice şi a echipamentelor noi montate;
- se verifică prin măsurarea rezistenţei de dispersie a prizei de pământ;
- se verifică reglajele şi setările sistemelor de protecţie;
- setarea invertoarelor;
- setarea sistemului de monitorizare şi control;
- inspecţie vizuală;

- inspecţie termografică;
- starea generală a echipamentelor electrice, cabluri de legătură, cutii de joncţiune, invertoare.

Postul trafo

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

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenţi obiectivului de investiţii

a) Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii, exprimată în lei cu TVA şi, respectiv, fără TVA, din care construcţii-montaj (C+M) în conformitate cu devizul general;

Scenariul 1

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiţiei	36,748,097.00	44,427,077.33
Din care Construcţii şi Montaj	15,127,000.00	18,303,670.00

b) Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă - elemente fizice/capacităţi

Indicatorul I.1. Capacitate operaţională instalată de producerea energiei din surse solare

Capacitatea suplimentară instalată pentru energia din surse regenerabile datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului şi care este operaţională (şi anume, conectată la reţea, dacă este cazul, şi complet pregătită să producă energie sau care produce deja energie). Capacitatea de producţie este definită drept „puterea electrică maximă netă", astfel cum este definită de Eurostat.

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, acest indicator reprezintă capacitatea nou instalată obţinută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ). În situaţia în care puterea în invertoare este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice, se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului şi a ajutorului de stat solicitat.

Formula de calcul: Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.
Acest studiu prezintă 22 invertoare de 300 kW, dar şi 16 invertoare de 175 kW, ce generează o putere totală de 9.4 MW.

22 x 300 kW + 16 x 175 kW = 9400 kW = 9.4 MW

Indicatorul I.2. Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră

Acest indicator reprezintă estimarea totală a scăderii anuale a cantităţii de emisii de gaze cu efect de seră la sfârşitul perioadei ca urmare a înlocuirii producţiei de energie care nu este din surse regenerabile cu producţia de energie din surse regenerabile.
Formula de calcul: Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacităţii noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO_2.

Se calculează parcurgând următorii paşi:

1. Se calculează producţia anuală medie de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile * perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energie solară):

9.4 MW * 1,047.33 h/an = 9,844.906 MWh/an

2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producţia anuală medie de energie electrică se înmulţeşte cu factorul de emisii de CO_2 mediu ponderat la nivel naţional pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2021/2022.

Factorul de emisii de CO_2 mediu ponderat la nivel naţional conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0.6119 tone CO_2/MWh.

9,844.906 MWh/an * 0.6119 tone CO_2/MWh = 6,024.10 echivalent tone de CO_2/an

Indicatorul I.3. Producţia medie de energie electrică din surse regenerabile

Metodologie de calcul: Producţia de energie din surse regenerabile conform capacităţii instalate, calculată cu programe de specialitate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistraţi şi statistici oficiale. Pentru a afla producţia totală de energie electrică a noii instalaţie de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare s-a utilizat programul profesional de calcul şi simulare PVSOL. Raportul PVSOL va fi anexat acestui Studiu de Fezabilitate.

Acest software are o bază de date actualizată la zi cu echipamente fotovoltaice (panouri fotovoltaice şi invertoare), prezintă o gamă largă de moduri de selecţie a orientării şi a înclinaţiei panourilor, are hărţi actualizate cu intensitatea radiaţiei solare şi foloseşte în simulare caracteristici reale de echipamente, simulând cu precizie performanţele sistemului fotovoltaic proiectat.
Conform simulării din software PVSOL producţia anuală este: **9,844.906 MWh/an**.

Indicatorul I.4. Producţia totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referinţă

Formula de calcul: Producţia anuală de energie electrică * durata de analiză (20 de ani)

9,844.906 MWh/an * 20 ani = 196,898.12 MWh

Indicatorul I.5. Procentul din producţia totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu

Formula de calcul: Cantitatea de energie produsă şi consumată/cantitatea de energie produsă în total (minimum 70%)
Notă:
Este considerat autoconsum energia produsă şi consumată de către beneficiarul ajutorului de stat la locul de consum.

În perioada de monitorizare, pentru justificarea consumului minim anual, beneficiarul va prezenta auditul electroenergetic în baza facturilor primite, pentru validarea curbei de consum şi a curbei de producţie de energie electrică pentru 12 luni. Auditul trebuie să justifice îndeplinirea următoarei relaţii, prin comparaţia curbei de consum şi a curbei de producţie, rezultatul următorului calcul:

Auditul trebuie să justifice îndeplinirea următoarei relaţii, prin comparaţia curbei de consum şi a curbei de producţie, rezultatul următorului calcul:

I ≤ 30% P
unde:
I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în reţea, având la bază ca document justificativ facturile emise de furnizor (în cazul încheierii unui contract de prosumator) sau cantitatea injectată în reţea înregistrată de contorul de măsură al operatorului de reţea.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, având la bază ca document justificativ producţia înregistrată de contorul centralei.

Conform valorilor identificate în curbele de consum raportate în Auditul Electroenergetic, consumul anual al ROMPETROL RAFINARE S.A. este de 424,853.58 MWh.

Conform raportului PVSOL, producţia anuală a centralei fotovoltaice de 9.4 MW este de 9,844.906 MWh.

Rezultă că procentul din producţia totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu este de 100%:

9,844.906 / 9,844.906 = 100 %

De asemenea, relaţia I ≤ 30% P este îndeplinită fiind complementară cu raportul autoconsumului:

I (0 MWh) ≤ 30% P (9,844.906 MWh)

Indicatorul I.6. Factorul de capacitate al centralei

Formula de calcul: Producţia medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitate operaţională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100 (Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 *8760 h) * 100.

9,844.906 MWh/an / (9.4 MW * 8760 h) * 100 = 11.96%

c) Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii;

Proiecţiile financiare aferente implementării proiectului propus sunt structurate în două categorii principale de cheltuieli: **cheltuieli de capital** şi **cheltuieli operaţionale**.

- **Cheltuielile de capital** includ costurile aferente achiziţiei echipamentelor, lucrărilor de montaj, punerii în funcţiune, precum şi cheltuielile asociate obţinerii avizelor şi autorizaţiilor necesare.
- **Cheltuielile operaţionale** vizează costurile recurente pentru exploatarea, întreţinerea şi monitorizarea sistemului, asigurând funcţionarea optimă şi eficienţa investiţiei pe termen lung.

Estimarea costurilor investiţionale a fost realizată pe baza soluţiei tehnice identificate, în conformitate cu normativele în vigoare şi cu analizele economice detaliate în capitolul dedicat **devizului general al investiţiei**.

d) Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii, exprimată în luni

Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii este reprezentată de intervalul dintre data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuţie şi comunicată executantului şi data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepţiei la terminarea lucrărilor. Această durată a fost estimată la 12 luni calendaristice (graficul de implementare este anexat la prezenta lucrare).

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

Cerinţele fundamentale aplicate pentru obţinerea unei construcţii de calitate, realizate şi menţinute pe toată durata de existenţă a construcţiei, în conformitate cu cerinţele prevăzute de legea nr. 177 din 30.06.2015 pentru modificarea şi completarea legii nr. 10/1995 privind calitatea în construcţii.

Pentru obţinerea unor construcţii de calitate corespunzătoare sunt obligatorii realizarea şi menţinerea, pe întreaga durată de existenţă a construcţiilor, a următoarelor cerinţe:

- **Rezistenţa şi stabilitatea la sarcini statice, dinamice şi seismice:**

Concepţia de alcătuire a configuraţiei structurale, bazată pe standardele în vigoare, asigură funcţionalitatea, siguranţa în exploatare, siguranţa la exigenţele de risc seismic:

- instalaţiile electrice proiectate vor asigura încadrarea adecvată a acestora în categoriile de mediu şi de influenţe externe în care vor fi utilizate;
- invertoarele vor fi amplasate astfel încât să nu afecteze structura de rezistenţă a panourilor fotovoltaice, respectiv structura metalică;
- traseele circuitelor nu vor afecta structura metalică pe care sunt montate panourile fotovoltaice;
- structurile metalice pe care sunt amplasate panourile fotovoltaice vor fi montate conform instrucţiunilor furnizorului;
- panourile fotovoltaice vor fi fixate ferm pe structura metalică, pentru a rezista la factorii externi, vânt, căderi masive de zăpadă, etc.

- **Securitatea la incendiu:**

Proiectul va urmări respectarea normativelor în vigoare („Normativ de siguranţă la foc a construcţiilor" – P118/1-2025) şi reglementări tehnice de specialitate referitoare la prevenirea şi stingerea incendiilor. Calea de acces are gabaritul minim necesar accesului intervenţiei în caz de incendiu. Pentru limitarea propagării incendiilor se vor respecta distanţele minime de siguranţă între construcţii conform normativului P118/1-2025 pentru funcţionarea studiată:

- materialele şi echipamentele electrice vor fi alese ţinându-se seama de regimul de lucru, amplasarea lor şi de indicaţiile producătorilor
- conductoarele electrice, tuburile de protecţie, vor fi amplasate faţă de elementele de construcţie respectându-se distanţele minime de siguranţă specificate în tabelul 3.1 din Normativul I7/2022 privind proiectarea şi executarea instalaţiilor electrice la consumatorii finali;
- la alegerea cablurilor electrice de conectare a elementelor din câmp se vor respecta condiţiile referitoare la tipurile de echipamente utilizate, mediul de lucru, durata de funcţionare etc., în conformitate cu cerinţele Normativului I7/2022, astfel încât acestea să nu fie scoase din funcţiune în caz de incendiu, să nu genereze incendii sau să fie o cale de propagare cu uşurinţă a acestora.

- **Igienă, sănătate şi mediu înconjurător**

Prin activitatea sa obiectivul propus nu elimină noxe şi substanţe nocive în atmosferă sau în sol şi nu constituie, prin funcţionalitatea sa, riscuri pentru sănătatea populaţiei şi nu creează disconfort. La proiectare şi în exploatare se vor respecta prevederile de protecţie a mediului prevăzute de legislaţia în vigoare pentru evitarea poluării mediului prin degajări de substanţe nocive în aer, apa şi sol

Igiena evacuării gunoaielor implică soluţionarea optimă a colectării şi depozitării deşeurilor menajere, astfel încât să nu fie periclitată sănătatea oamenilor.

- **Siguranţa în exploatare**

În funcţionarea acestei investiţii, se vor respecta normativele în vigoare din punct de vedere al cerinţei de siguranţă în exploatare:

- siguranţa circulaţiei pietonale;

- siguranţa cu privire la instalaţii;
- siguranţa în timpul lucrării de întreţinere.

Siguranţa circulaţiei pietonale:

La proiectarea prezentei investiţii, s-au prevăzut:

- Semn indicator de interzicere, „PERICOL DE ELECTROCUTARE NU ATINGEŢI!", dimensiuni 200 x 300 mm, material suport PVC, grosime 1mm;
- Semn indicator de interzicere, „ACCESUL INTERZIS PERSOANELOR NEAUTORIZATE", dimensiuni 200 x 300 mm, material suport PVC, grosime 1mm;
- Semn indicator de interzicere, „STINGEREA CU APĂ ESTE INTERZISĂ", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;
- Semn indicator de avertizare, „ATENŢIE! CABLURI ELECTRICE SUB TENSIUNE", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;
- Semn indicator de avertizare, „ATENŢIE! ECHIPAMENT SUB TENSIUNE", dimensiuni 200 x 300mm, material suport autocolant vinil, grosime 1mm.

Siguranţa cu privire la instalaţii:

- Siguranţa cu privire la instalaţii presupune asigurarea protecţiei utilizatorilor împotriva riscului de accidentare sau stres provocat de agenţi agresanţi, din instalaţii prin electrocutare, arsuri sau opăriri, explozie, intoxicare, contaminare, contactul cu elemente de instalaţii, consecinţe ale descărcărilor atmosferice.
- Instalaţia electrică va fi realizată cu aparatură electrică agrementată intern de către unităţi autorizate. Toate părţile metalice ale echipamentului şi aparatelor electrice se leagă la nulul de protecţie. Armăturile utilizate ca şi întregul echipament electric va avea gradul de protecţie adecvat încăperii în care se montează. Circuitele electrice vor fi protejate cu siguranţe fuzibile sau întrerupătoare automate de joasă tensiune.

Siguranţa în timpul lucrărilor de întreţinere

Presupune protecţia utilizatorilor în timpul activităţilor de curăţire sau reparaţii a unor părţi din instalaţii pe durata exploatării acestora.

- **Protecţia împotriva zgomotului**

Nu este cazul.

- **Utilizarea sustenabilă a resurselor naturale**

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

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

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

Sursa de finanțare pentru acest obiectiv este provenită din fonduri nerambursabile și contribuții proprii. Detalierea bugetului proiectului este cuprinsă în Anexa 7, conform Ghidului solicitantului.

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Pentru realizarea proiectului a fost obtinut Certificatul de Urbanism cu numarul 215 din 04.08.2025.

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

Centrala electrică fotovoltaică si traseul de racord se va amplasa pe terenurile identificate prin Cărțile Funciare Nr. 101923, 101924, 101925, 101927, 108696 si 101928 (nu mai vechi de 30 de zile)

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

Solicitantul va obține până la contractare actul administrativ final al autorității competente 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

Studiul topografic a fost întocmit de MELNYTOPO SRL este anexat acestei documentații.

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

Solicitantul, **ROMPETROL RAFINARE S.A. .**, va prezenta autorităților competente următoarele avize, acorduri și studii specifice necesare pentru continuarea procesului de autorizare și implementare a proiectului:

- **Studiu Geotehnic**
- **Studiu Topografic**
- **Certificatul de urbanism**
- **Notificarea de Mediu**

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

- ROMPETROL RAFINARE S.A. .
- **Sediul social:** Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanța
- **Cod unic de înregistrare:** 1860712
- **Nr. de ordine în Registrul Comerțului: J1991000534130**

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

Investiția se va realiza în maxim 12 luni de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor şi comunicată executantului şi data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepţiei la terminarea lucrărilor. Graficul de implementare este prezentat în Capitolul 3.5.

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

După finalizarea lucrărilor şi predarea la beneficiar, noua instalaţie de producere energie electrică regenerabilă din surse solare va fi operată de personalul propriu ROMPETROL RAFINARE S.A. . Acesta va putea fi selectat din cadrul personalului care se ocupă în prezent cu operarea compartimentului electric şi va fi pregătit / specializat pentru operarea centralei fotovoltaice.

Lucrările de mentenanţă se vor executa cu firme specializate.

Panourile fotovoltaice nu necesită o mentenanţă excesivă, însă este nevoie de verificări permanente efectuate de către specialişti în domeniu. Orice sistem de panouri fotovoltaice necesită o inspecţie periodică realizată anual de un specialist sau de o echipă de specialişti. Aceste inspecţii sunt necesare pentru a verifica dacă există deteriorări sau defecţiuni. În funcţie de dimensiunea instalaţiei, condiţiile de mediu şi tipul sistemului, frecvenţa inspecţiei este stabilită în contractul de mentenanţă.

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

Scopul serviciilor de întreţinere a centralelor electrice fotovoltaice este menţinerea performanţei optime pentru asigurarea maximului de productivitate al centralelor fotovoltaice, astfel încât beneficiarul să obţină un profit substanţial. Întreţinerea constantă a instalaţiei de producere energie electrică din surse regenerabile garantează funcţionarea eficientă şi previne eventualele probleme de ordin tehnic. Pentru a asigura eficienţa promisă, întreţinerea instalaţiei este realizată în concordanţă cu serviciile de execuţie prestabilite, pentru a urmări, a măsură şi a evalua fiecare etapă, în conformitate cu proiectul sistemului.

Întreţinerea de rutină se efectuează pe toate ramurile majore ale sistemului desfăşurându-se pe baza componentelor instalate şi a parametrilor tehnici.

Operaţiunile descrise mai jos sunt necesare pentru mentenanţa echipamentelor livrate. În cazul în care sunt necesare alte lucrări faţă de cele indicate, toate acestea se vor executa în conformitate cu cerinţele producătorilor şi a reglementărilor legale aplicabile.

	Activitate	**Frecvenţă**	**Tip mentenanţă**
1	Panouri fotovoltaice şi structură		
1.1	Inspectarea vizuală a panourilor cu privire la deteriorări	Anual	Întreţinere mecanică - planificată
1.2	Verificarea stării de fixare a panourilor PV şi a sistemului de prindere (cleme, şuruburi, suporţi, etc)	Anual	
1.3	Verificarea vizuală a conectorilor panourilor	Anual	
1.4	Inspectarea vizuală a sistemului de împământare	Anual	
1.5	Inspectarea vizuală a structurii privind stabilitatea şi coroziunea	Anual	
1.6	Inspectarea şi strângerea şuruburilor modulelor şi a structurii cu un cuplu adecvat	Anual	
1.7	Măsurarea curbei I-V a string-urilor cu valori în afara parametrilor de funcţionare normală	Odată la doi ani	
2	Invertoare şi tablouri electrice de conexiune		
2.1	Inspectarea vizuală cu privire la deteriorări şi depuneri de praf	Anual	Întreţinere electrică - planificată
2.2	Termografierea invertoarelor şi a tablourilor electrice de conexiune	Anual	
2.3	Verificarea fucţională a întreruptoarelor de curent alternativ	Anual	
2.4	Verificarea instalaţiei de împământare şi măsurarea rezistenţei de dispersie a prizei de pământ	Anual	
2.5	Verificare sisteme de automatizare limitare injecţie în reţea (în special comandă şi bobine cu acţionare, întreruptoare JT, invertoare)	Anual	
2.6	Verificarea vizuală a semnelor de arc electric pe componentele de conectare electrică	Anual	
3	Monitorizare şi senzori		

3.1	Verificarea parametrilor de funcţionare ai invertoarelor	Anual	Reţeaua de monitorizare internă
3.2	Curăţarea şi calibrarea piranometrului	Anual	

Listă activităţi suplimentare ce se recomandă:

	Activitate	Frecvenţă	Tip mentenanţă
1	Diverse		
1.1	Spălare panouri conform specificaţiilor producătorului	La cerere	Întreţinerea sistemului fotovoltaic
1.2	Termografiere conform contract		
1.3	Deszăpezire		
1.4	Măsurarea curbei caracteristice pentru determinarea puterii produse		

De două ori pe an, spălarea panourilor trebuie efectuată cu aparate special concepute pentru curăţarea suprafeţei panourilor. Rotorul alcătuit din perie cu păr filiform asigură eliminarea murdăriei fără deteriorarea panoului. Utilizând apa osmotică se elimină detergenţii, evitându-se astfel apariţia petelor şi a calcarului.

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

Monitorizarea va identifica blocarea întregii producţii, dar şi „degradarea" sistemului ce afectează negativ producţia totală. Monitorizarea centralizată se caracterizează prin: comparaţia constantă între producţia estimată iniţial, producţia reală şi producţia estimată cu o iradiere actuală.

Toate activităţile, de la detectare până la rezolvarea erorilor prin intervenţie sunt codificate, urmărite şi măsurate. În prezenţa defectelor, personalul calificat intervine conform termenelor contractului. Organizarea şi disponibilitatea stocurilor de materiale asigură restabilirea condiţiilor de funcţionare.

Toate acestea, precum şi alte informaţii, se includ în rapoartele lunare. Acestea vor fi utile la ţinerea evidenţei privind costurile şi producţia. Totodată aceste rapoarte şi servicii de mentenanţă vor dovedi şi faptul că alegerea de a investi într-o centrală electrică fotovoltaică este una benefică societăţii.

Reciclarea panourilor după finalizarea termenului de funcţionare a centralei
Conform ORDIN Nr. 417/2021 din 10 martie 2021 pentru aprobarea Listei cuprinzând standardele române care adoptă standardele europene din domeniul tratării, inclusiv valorificării, reciclării şi pregătirii pentru reutilizare a deşeurilor de echipamente electrice şi electronice.

Standardele privind fotovoltaice :
SR CLC/TS 50625-3-5:2019 - Cerinţe pentru colectarea, logistica şi tratarea deşeurilor de echipamente electrice şi electronice (DEEE).
Partea 3-5: Specificaţie tehnică pentru depoluare, Panouri fotovoltaice.

SR EN 50625-2-4:2018 - Cerinţele pentru colectarea, logistica şi tratarea pentru deşeuri de echipamente electrice sau electronice (DEEE).
Partea 2-4: Cerinţe specifice pentru tratarea panourilor fotovoltaice.
DIRECTIVA 2012/19/UE stabileşte măsuri vizând protejarea mediului şi a sănătăţii umane prin prevenirea sau reducerea efectelor negative ale generării şi gestionării deşeurilor de echipamente electrice şi electronice (DEEE), precum şi prin reducerea efectelor globale ale utilizării resurselor şi îmbunătăţirea eficienţei utilizării acestora. În această directivă sunt incluse liste de echipamente inclusiv PANOURI FOTOVOLTAICE.

Readucerea amplasamentului la nivelul iniţial al implementării proiectului se va realiza foarte facil prin îndepărtarea panourilor şi structurii metalice aferente cu intervenţie şi costuri minime.

Se vor demonta prin deşurubare panourile fotovoltaice prinse pe grinzi. Grinzile vor fi înlăturate prin desprinderea clemelor de fixare iar stâlpii vor fi deşurubaţi din placa de prindere.

Moduri de reciclare a panourilor:

1. *Prin reutilizare,* recondiţionarea panourilor solare sau reutilizarea lor presupune o metodă de reciclare preferată pentru panourile solare. Acest proces necesită puţine procedee de prelucrare. Reutilizarea panourilor are sens pentru aplicaţiile mici, în afara reţelei. Este, de asemenea, aplicabilă în special în cazul micro-sistemelor solare, specifice, cum ar fi menţinerea în funcţiune a indicatoarelor electronice pe o autostradă sau încărcarea unei staţii de biciclete electrice.
2. *Reciclarea mecanică,* implică descompunerea fizică a panourilor solare pe componente. Este nevoie de mai mult timp şi de precizie. Pot fi folosite maşini pentru a separa fizic părţile mai mici ale panourilor solare, cum ar fi cablajul intra-celulă şi siliciul în sine.
3. *Reciclarea chimică/termică*, în timp ce reciclarea mecanică este limitată şi greoaie, reciclarea chimică utilizează reacţii la nivel molecular pentru a separa ingredientele unui panou solar.

Panourile fotovoltaice sunt compuse din mai multe materiale reciclabile. În procesul de reciclare, toate materialele reutilizabile sunt procesate separat. Pentru a face acest lucru, panourile solare sunt dezasamblate şi trecute prin mai multe etape de prelucrare. Reciclarea panourilor solare implică, de regulă, câţiva paşi:

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

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale

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

Lista reglementărilor aplicabile este următoarea:

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

Personalul responsabil al noii instalaţii de producere energie electrică regenerabilă din surse solare va fi coordonat de către un manager/şef care face parte din compartimentul de intreţinere electrică, cu pregătirea necesară teoretică şi practică.

În perioada de operare, se vor respecta:

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

Obligaţiile executantului

- ✓ să verifice documentaţiile primite şi să înştiinţeze imediat Beneficiarul cu privire la erorile şi inexactităţile constatate sau presupuse;
- ✓ să utilizeze numai materiale de calitate, cu respectarea prevederilor din prezenta documentaţie, documentaţiile de execuţie şi cărţile tehnice;
- ✓ să asigure transportul, manipularea, stocarea de materiale, scule şi utilaje în cele mai bune condiţii;
- ✓ să evite avarierea echipamentelor existente cu utilajele utilizate;
- ✓ să verifice vizual întregul echipament;
- ✓ să întocmească planul calităţii pentru lucrările executate conform SR - ISO 10005/99, care va fi aprobat de Beneficiar înainte de începerea lucrărilor. Planul calităţii şi urmărirea calităţii

lucrărilor se va asigura prin efectuarea verificărilor şi recepţiei lucrărilor conform programului pentru controlul calităţii pe faze determinante, ce va fi realizat la următoarele faze de proiectare;

- ✓ Să întocmească planul propriu de securitate şi sănătate în muncă.

Planul de management al calităţii

Executantul va detalia procedurile de asigurare a calităţii pentru toate componentele instalaţiei, incluzând echipamentele şi serviciile asociate acestora. De asemenea, executantul va detalia modul de tratare a neconformităţilor sub aspect documentar, procedural şi funcţional.

Executantul şi/sau subcontractanţii acestuia vor face dovada că îşi desfăşoară activitatea de proiectare, fabricaţie, execuţie, service, testare şi verificare finală, având ca suport un sistem de Asigurare a Calităţii bazat pe standardele de calitate IS0 9001.

Planul de management al calităţii trebuie să conţină descrierea modului de organizare a Executantului, pentru realizarea contractului:

- ✓ echipa de proiect şi fluxul relaţional în cadrul echipei de proiect;
- ✓ responsabilităţile membrilor echipei de proiect;
- ✓ persoanele de contact pe diferite etape de execuţie a contractului;
- ✓ resursele umane, responsabilităţile şi resursele materiale necesare realizării fiecărui proces/activitate;
- ✓ modul de derulare a verificărilor pe flux realizat de Executant înregistrările emise şi modul de informare a Beneficiarului;
- ✓ circulaţia documentelor în cadrul entităţii Executantului şi la interfaţa cu Beneficiarul;
- ✓ înregistrarea şi tratarea observaţiilor Beneficiarului pe parcursul execuţiei lucrărilor sau la documentele transmise de Executant;
- ✓ modul de identificare, înregistrare a neconformităţilor, corectarea acestora, acţiunile corective implementate şi transmiterea respectivelor informaţii Beneficiarului;
- ✓ interfaţa cu Beneficiarul pentru produsele ce urmează a fi înglobate în lucrare;
- ✓ înregistrările aferente inspecţiilor pe flux şi finale şi predarea acestora Beneficiarului.

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI

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

Prin dezvoltarea unei centrale electrice fotovoltaice se contribuie la îndeplinirea ţintelor angajate de România în perspectiva anului 2030 şi de asemenea, se reduce amprenta de carbon a sectorului energetic.
Obiectivele specifice propuse ale proiectului şi rezultatele aşteptate prin implementarea acestuia sunt:

- ✓ producţia medie totală anuală de energie electrică estimată a se obţine în urma implementării centralei electrice fotovoltaice, cu puterea instalată de 9.4 MW, se estimează că va fi de aproximativ 9,844.906 MWh/an, reprezentând reducerea consumului de energie electrică preluată din SEN de către beneficiar, 100% din cantitatea produsă de energie electrică prin centrala fotovoltaică va fi folosită pentru acoperirea autoconsumului locaţiei analizate;
- ✓ emisiile de gaze cu efect de seră, exprimat în tone CO_2, pentru primul an calendaristic după realizarea proiectului, vor scădea cu aproximativ 6,024.10 tone CO_2/an.

Factorul de emisii de CO_2 mediu ponderat la nivel naţional conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0.6119 tone CO_2/MWh, conform specificaţiilor din ghidul de finanţare.

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	9.4	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	6,024.10	Echivalent tone de CO_2/an
Indicatorul I.3	Producţia medie de energie din surse regenerabile	9,844.906	MWh/an
Indicatorul I.4	Producţia totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referinţă	196,898.12	MWh
Indicatorul I.5	Procentul din producţia totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu	100	%
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei	11.96	%

- ***Justificarea îndeplinirii criteriilor de eligibilitate ale Studiului de Fezabilitate***

Eligibilitatea solicitantului

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE	MODALITATE DE RESPECTARE
a)	***Solicitantul are personalitate juridică, este legal constituit în conformitate cu legislația națională sau în conformitate cu legislația specifică din statul membru a cărei naționalitate o deține și înregistrat la ONRC în România, la data depunerii cererii de finanțare până la data primei plăți din ajutorul de stat acordat***	Documente justificative atașate Studiului de Fezabilitate ce atestă îndeplinirea condiției de eligibilitate: Act Constitutiv actualizat, Certificat Constatator eliberat de Oficiul Național al Registrului Comerțului, Certificat de înregistrare.
b)	***Solicitantul își desfășoară activitatea într-un sector eligibil***	Activitatea eligibilă a solicitantului este asociată codului CAEN 1920 conform Certificatului Constatator.
c)	***Solicitantul se încadrează într una dintre categoriile: microîntreprindere/întreprindere mică/întreprindere mijlocie/întreprindere mare (inclusiv întreprinderi nou-înființate)/regii autonome***	Solicitantul se încadrează în categoria: Întreprindere mare.
d)	***Solicitantul nu se încadrează într-una din situațiile de mai jos:*** *- este în incapacitate de plată/este în stare de insolvență conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;* *- este în stare de faliment, lichidare, are afacerile conduse de un administrator judiciar sau activitățile sale comerciale sunt suspendate ori fac obiectul unui aranjament cu creditorii sau este într-o situație similară cu cele anterioare, reglementată prin lege, ori face obiectul unei proceduri legale pentru declararea sa în stare de faliment, lichidare, conducerea afacerilor de un administrator judiciar, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;* *- nu și-a îndeplinit obligațiile de plată a impozitelor, taxelor și contribuțiilor de asigurări sociale către bugetele componente ale bugetului general consolidat, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;* *- este declarat într-o situație gravă de încălcare a prevederilor legislației privind achizițiile publice și/sau a obligațiilor asumate printr-un contract/acord de finanțare din fonduri publice, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;* *- solicitantul/reprezentantul legal al solicitantului a suferit condamnări definitive din cauza unei conduite profesionale îndreptată*	Documente justificative ce atestă îndeplinirea condiției de eligibilitate: - Declarația pe propria răspundere cu privire la neîncadrarea în categoria "întreprindere în dificultate" (Anexa 6) - Declarația unică (Anexa 3); - Declarație privind conformitatea cu preverile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (Anexa 1.a)

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE	MODALITATE DE RESPECTARE
	împotriva legii, decizie formulată de o autoritate de judecată ce are forță de res judicata; *- pentru solicitant și/sau reprezentantul legal s-a stabilit printr-o hotărâre judecătorească definitivă sau printr-o decizie administrativă definitivă că aceștia se fac vinovați de abatere profesională gravă deoarece au încălcat actele normative cu putere de lege și normele administrative sau standardele etice aplicabile sectorului profesional din care face parte persoana sau entitatea ori deoarece se fac vinovati de o conduită abuzivă care îi afectează credibilitatea profesională, atunci când o astfel de conduită trădează o intenție frauduloasă sau o neglijență gravă, în sensul art. 136 alin. (1) lit. c) din Regulamentul (UE, Euratom) 2018/1046 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;* *- pentru solicitant și/sau reprezentantul legal s-a stabilit printr-o hotărâre judecătorească definitivă că aceștia se fac vinovați de comiterea de infracțiuni pentru fraudă, corupție, implicarea în organizații criminale, spălare de bani și finanțarea terorismului sau în alte activități ilegale, în sensul art. 136 alin. (1) lit. d) și următoarele din Regulamentul (UE, Euratom) 2018/1046 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, în detrimentul intereselor financiare ale Comunității Europene;* *- solicitantul/reprezentantul legal al solicitantului a fost subiectul unei judecăți de tip res judicata pentru fraudă, corupție, implicarea în organizații criminale sau în alte activități ilegale, în detrimentul intereselor financiare ale Comunității Europene;*	

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE	MODALITATE DE RESPECTARE
	- face obiectul unui ordin de recuperare neexecutat în urma unei decizii anterioare a Consiliului Concurenţei sau a Comisiei Europene, a unui furnizor/administrator de ajutor de stat sau a instanţei, prin care un ajutor de stat a fost declarat ilegal şi incompatibil cu piaţa internă; *- este o "întreprindere în dificultate" în înţelesul algoritmului de verificare aferent prezentei, conform prevederilor art.2 pct.18 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 al Comisiei din 17 iunie 2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piaţa internă în aplicarea articolelor 107 şi 108 din tratat.*	
e)	***Solicitantul demonstrează capacitate financiară pentru susţinerea implementării proiectului, inclusiv pentru instalaţia de stocare, dacă este cazul, prin indicatorul de solvabilitate, respectiv prin raportul dintre Datorii totale şi Capitaluri proprii care trebuie să fie pozitiv şi mai mic de 7.5 în ultimul an financiar***	Conform raportului de bilanţ pe anul 2024 ce este anexat Studiului de Fezabilitate, raportul dintre Datorii totale (122,858,802) şi Capitaluri proprii (730,693,250) este de 0.17. Prin urmare, întruneşte ambele condiţii: este pozitiv şi mai mic de 7.5.
f)	***Solicitantul justifică necesitatea finanţării proiectului prin ajutor de stat***	Documente justificative ce atestă îndeplinirea condiţiei de eligibilitate: - Declaraţie privind Conformitatea cu preverile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piaţa internă în aplicarea articolelor 107 şi 108 din tratat (Anexa 1.a) -Declaraţia unică (Anexa 3)

Eligibilitatea proiectului

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE A INVESTIȚIEI	MODALITATE DE RESPECTARE
a)	***Proiectul se încadrează în categoriile de acţiuni finanţabile menţionate în prezentul Ghid***	Prin proiectul *"Construire centrala electrica fotovoltaică pentru autoconsum – Rompetrol Rafinare"* societatea îşi propune să înfiinţeze o capacitate nouă de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare cu o capacitate instalată propusă de 9.4 MW, în Loc. Năvodari, Oraş Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion Administrativ, Jud. Constanţa Investiţia se încadrează astfel în acţiunile finanţabile menţionate în Ghidul Solicitantului privind sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE A INVESTIȚIEI	MODALITATE DE RESPECTARE
		producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială Îndeplinirea criteriului se demonstrează prin informațiile cuprinse în cadrul secțiunilor Obiectivele proiectului, precum şi prin prezentul Studiu de fezabilitate.
b)	***Proiectul cuprinde activități eligibile din cele enumerate la secțiunea Activități finanțabile din prezentul ghid***	Criteriul de eligibilitate se îndeplinește prin Auditul Electroenergetic, inclusiv prin Certificatul Constatator.
c)	***Proiectul este implementat pe teritoriul României***	Criteriul de eligibilitate se îndeplinește prin descrierea din cererea de finanțare a localizării proiectului, documente de proprietate, Extras de Carte Funciară.
d)	***Perioada de implementare a proiectului se încadrează în perioada de eligibilitate a cheltuielilor, respectiv între data la care solicitantul depune Cererea de finanțare la ME și data preconizată de finalizare a proiectului, dar nu poate fi mai târziu de 31.12.2026, cu respectarea principiului „demararea lucrărilor" prevăzut la art. 2 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014. Anumite activități legate de proiect (ex: proiectare (Studiul de prefezabilitate, studiul de fezabilitate, proiectul tehnic etc.), achiziția de teren etc. pot fi realizate înainte de data de început a eligibilității, respectiv data la care solicitantul depune cererea de finanțare la Ministerul Energiei, însă acestea nu vor fi eligibile pentru rambursarea din Fondul pentru modernizare***	Criteriul de eligibilitate se îndeplinește prin completarea secțiunii Activități previzionate din Cererea de finanțare.
e)	***Proiectul respectă principiul „efectului stimulativ" conform prevederilor art. 6 alin. 1 și 2 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014***	Documente justificative ce atestă îndeplinirea condiției de eligibilitate: - Declarația privind conformitatea cu preverile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (Anexa 1.a) Proiectul propus de ROMPETROL RAFINARE S.A. . respectă principiul efectului stimulativ conform

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE A INVESTIȚIEI	MODALITATE DE RESPECTARE
		prevederilor art. 6 alin. 1 şi 2. Din regulamentul (UE) nr. 651/2014, respectiv solicitantul prezintă oferta pentru finanţare înainte de demararea lucrărilor la proiect.
f)	***Durata de implementare a proiectului nu depăşeşte data de 31.12.2026***	Criteriul de eligibilitate se îndeplineşte prin completarea secţiunii Activităţi previzionate din Cererea de finanţare. Proiectul de investiţii "Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"" va avea o perioadă de implementare de maxim 12 luni, fără a depăşi data de 31.12.2026.
g)	***Activitatea economică identificată prin codul CAEN pentru care se solicită finanţarea este eligibilă iar prin proiect nu se sprijină în niciun fel sectoarele şi situaţiile excluse conform articolului 1, alin. (3) din Regulamentul (UE) nr. 651/2014. În cazul în care o întreprindere îşi desfăşoară activitatea atât în sectoarele excluse, cât şi în sectoarele care intră în domeniul de aplicare al Regulamentului, prezenta schemă se aplică ajutoarelor acordate pentru aceste ultime sectoare sau activităţi, cu condiţia ca întreprinderile să asigure, prin mijloace corespunzătoare, precum separarea activităţilor sau o distincţie între costuri, că activităţile desfăşurate în sectoarele excluse nu beneficiază de ajutoare le acordate în conformitate cu prezentul regulament***	Documente justificative ce atestă îndeplinirea condiţiei de eligibilitate: - Declaraţie privind Conformitatea cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piaţa internă în aplicarea articolelor 107 şi 108 din tratat (Anexa 1.a) - Declaraţia unică (Anexa 3);
h)	***Valoarea ajutorului de stat solicitat nu depăşeşte 100% din costurile eligibile ale proiectului. De asemenea, nu depăşeşte 20 milioane EUR pe întreprindere, pe proiect de investiţii (echivalent în lei la cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurenţială, respectiv 4.9763 lei)***	Valoarea ajutorului de stat solicitat pentru proiectul "Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare" nu depăşeşte valoarea maximă a ajutorului de stat de 20 milioane de EUR pe întreprindere, pe proiect de investiţie. De asemenea, conform bugetului proiectului reiese în mod clar faptul că valoarea ajutorului de stat solicitat nu depăşeşte 100% din costurile eligibile ale proiectului. Îndeplinirea criteriului se demonstrează prin secţiunea Bugetul proiectului din Cererea de finanţare.

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE A INVESTIȚIEI	MODALITATE DE RESPECTARE
i)	***Proiectul a fost aprobat de către solicitant în condițiile legislației aplicabile***	Hotararea A.G.A. este anexata Studiului de Fezabilitate
j)	***Proiectul respectă reglementările naționale și comunitare privind eligibilitatea cheltuielilor, promovarea egalității de șanse și politica nediscriminatorie, dezvoltarea durabilă, achizițiile publice, informare și publicitate, precum și orice alte prevederi legale aplicabile fondurilor europene***	Documentul justificativ ce atestă îndeplinirea condiției de eligibilitate: - Sectiunea A din Declarația unică a solicitantului (Anexa 3)
k)	***Investiția/investițiile nu a/au mai beneficiat de finanțare din fonduri publice, cu excepția studiilor preliminare (notă conceptuală, studiul de prefezabilitate, studiu de fezabilitate, proiect tehnic, detalii de execuție, alte studii etc.)***	Solicitantul fondurilor nerambursabile, ROMPETROL RAFINARE S.A. nu a mai beneficiat de fonduri publice pentru aceleași cheltuieli eligibile, respectiv nu a mai beneficiat de fonduri pentru instalarea capacității de producție de energie regenerabilă propusă a fi realizată prin prezentul proiect. Îndeplinirea criteriului se demonstrează prin Declarația unică a solicitantului (Anexa 3) atașată cererii de finanțare.
l)	***Bugetul proiectului respectă indicațiile privind încadrarea în categoriile de cheltuieli, conform prevederilor Ghidului și a Anexei 4***	Documente justificative ce atestă îndeplinirea condiției de eligibilitate: - Anexa 7 – Bugetul Proiectului - Secțiunea Buget din Cererea de finanțare și încadrarea în categoriile de cheltuieli din Anexa 4
m)	***Procentul de energie electrică utilizată pentru autoconsum din totalul energiei produse este de minimum 70%***	Îndeplinirea criteriului a fost demonstat prin: - auditul electroenergetic din care reiese consumul propriu mediu anual la nivelul beneficiarului, precum și producția estimată pentru capacitatea nou instalată - Studiul de fezabilitate elaborat în conformitate cu prevederile H.G. nr. 907/2016, cu modificările și completările ulterioare - Secțiunea A din Declarația unică (Anexa nr. 3)
n)	***Proiectul are avizul tehnic de racordare (ATR) pentru locul de consum și producere***	Depunerea avizului va fi făcută cel târziu în etapa de precontractare, înainte de încheierea contractului de finanțare
o)	***Terenurile/imobilele necesare realizării investiției sunt puse la dispoziția***	Punctul de producție al investiției vizate prin proiect se află la adresa Loc. Năvodari, Oraș Năvodari, B-dul Năvodari, Nr. 215, Pavilion

NR. CRT.	CERINȚĂ DE ELIGIBILITATE A INVESTIȚIEI	MODALITATE DE RESPECTARE
	proiectului, iar construcţia acesteia este posibilă	Administrativ, Jud. Constanţa, si constructia se va realiza pe CF Extrasele de carte funciară şi documentele ce atestă proprietatea sunt ataşate la dosarul cererii de finanţare. S-au ataşat ofertei următoarele documente pentru dovedirea îndeplinirii criteriului de eligibilitate: Documente de proprietate, Extras de carte funciară nu mai vechi de 30 de zile, Declaraţia unică a solicitantului.
p)	***Producţia minimă***	Pentru energie solară: Factorul de capacitate este de minimum 11.4%, reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcţionare la capacitatea nou instalată. În cadrul acestui Studiu de Fezabilitate, Factorul de Capacitare prezintă o valoare de 12.00%.
q)	***Valoarea ajutorului de stat solicitat per MW instalat este nu depăşeşte pragul maxim***	Valoarea ajutorului de stat solicitat pentru proiectul "Construire Centrala Electrica Fotovoltaică pentru Autoconsum – Rompetrol Rafinare"", este aceasta nu depăşeşte valoarea maximă a ajutorului de stat pentru capacităţi mai mari de 5 MW, valoarea încadrându-se sub 350,000 Euro/MW. Îndeplinirea criteriului se demonstrează prin secţiunea Bugetul proiectului din Cererea de finanţare şi Planul de afaceri.

Data întocmirii: iulie.2026

Întocmit,
Ing. Brasovean Mihail

Verificat,
Ing. Butnaru Andrei

Aprobat,
Ing. Pădurariu Marius

SOCIETATEA COMERCIALA ELSACO SOLUTIONS S.R.L. 1 BOTOSANI-ROMANIA

Anexe

Simularea 1.1: Analiza financiară - SCENARIUL 1.1 – FĂRĂ finanțare nerambursabilă

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	0.00	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	33,473.31	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	-	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-33,473.31**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	**78,759.28**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	**62,243.61**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**28,770.30**

Analiza financiara - SCENARIU 1.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	6.81%	%
VANF	-1,624.38	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	38,969.07	mii LEI
TR	11.76	ani
RBC	0.96	-

Simularea 1.2: Analiza financiară - SCENARIUL 1.2 – CU finanțare nerambursabilă

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19,580.48**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	3,937.96	**78,759.28**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	3,112.18	**62,243.61**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**3,112.18**	**42,663.14**

Analiza financiara - SCENARIU 1.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	14.91%	%
VANF	11,299.18	mii LEI
VANF Beneficii	37,344.69	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	7.29	ani
RBC	1.43	-

Simularea 2.1: Analiza financiară - SCENARIUL 2.1 – FĂRĂ finanțare nerambursabilă

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	35,227.85	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL Beneficii	mii LEI	0.00	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	35,227.85	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-35227.85**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**35,227.85**
TOTAL Beneficii	mii LEI	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	**70,323.44**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	**17,813.83**
PROFIT BRUT	mii LEI	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	**52,509.61**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**17281.76**

Analiza financiara - SCENARIU 2.1 - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	4.14%	%
VANF	-7,872.01	mii LEI
VANF Beneficii	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	41,216.74	mii LEI
TR	14.42	ani
RBC	0.81	-

Simularea 2.2: Analiza financiară - SCENARIUL 2.2 – CU finanţare nerambursabilă

	AN	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	35,227.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	21335.01	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69
PROFIT BRUT	mii LEI	-	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-21,335.01**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**

	AN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**35,227.85**
TOTAL Beneficii	mii LEI	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	3,516.17	**70,323.44**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	890.69	**17,813.83**
PROFIT BRUT	mii LEI	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	2,625.48	**52,509.61**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**2,625.48**	**31,174.60**

Analiza financiara - SCENARIU 2.2 - CU finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	10.69%	%
VANF	5,051.56	mii LEI
VANF Beneficii	33,344.73	mii LEI
VANF cheltuieli	28,293.17	mii LEI
TR	9.13	ani
RBC	1.18	-

Analiza economică - SCENARIUL 1.2

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	0.00	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	33,473.31	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	-	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	-33,473.31	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	33,473.31
TOTAL Beneficii	mii LEI	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	6,733.93	134,678.54
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	16,515.67
PROFIT BRUT	mii LEI	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	118,162.87
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	5,908.14	84,689.56

Analiza economica - SCENARIU 1 – cu finantare nerambursabila		
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRE	16.87%	%
VANE	52,839.75	mii LEI
VANE Beneficii	97,265.85	mii LEI
VANE cheltuieli	44,426.10	mii LEI
TR	13.33	ani
RBC	2.19	-

Simularea 1.2.1: Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 - producţie MINIMĂ de energie electrică - Senzitivitate "-"

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19,580.48**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	**54,343.90**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**36,096.14**
PROFIT BRUT	mii LEI	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	**37,828.24**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**18,247.76**

Senzitivitate "-"		
Plafonare valoare MINIMA productie energie electrica PV		
Varianta simulare	**Simularea 1.2.1 : Analiza financiara - SCENARIU 1 - CU finantare nerambursabila - Senzitivitate "-"**	
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	7.30%	%
VANF	-277.67	mii LEI
VANF Beneficii	25,767.83	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	11.35	ani
RBC	0.99	-

Simularea 1.2.2: Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 - producție MICȘORATĂ de energie electrică - Senzitivitate "-"

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	458.42
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19,580.48**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	**55,919.09**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	**39,403.42**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**19,822.94**

Senzitivitate "-" **Plafonare valoare MICȘORATĂ productie energie electrica PV**		
Varianta simulare	**Simularea 1.2.2: Analiza financiara - SCENARIU 1 - CU finantare nerambursabila - Senzitivitate "+"**	
Denumire	**Valoare**	**Unitate de masura**
RIRF	7.84%	%
VANF	469.22	mii LEI
VANF Beneficii	26,514.73	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	10.94	ani
RBC	1.02	-

Simularea 1.2.3 Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 – modificare preț energie electrică -31% - Senzitivitate "-"

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41	1891.41
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19580.48**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**	**1891.41**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	2,717.20	**54,343.90**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	1,891.41	**37,828.24**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**1,891.41**	**18,247.76**

Simularea 1.2.3: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	7.30%	%
VANF	-277.67	mii LEI
VANF Beneficii	25,767.83	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	11.35	ani
RBC	0.99	-

Simularea 1.2.4 Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 – modificare preț energie electrică -29% - Senzitivitate "-"

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17	1970.17
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19580.48**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**	**1970.17**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	2,795.95	**55,919.09**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	1,970.17	**39,403.42**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**1,970.17**	**19,822.94**

Simularea 1.2.4: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "-"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	7.84%	%
VANF	469.22	mii LEI
VANF Beneficii	26,514.73	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	10.94	ani
RBC	1.02	-

Simularea 1.2.5 Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 – modificare preț energie electrică +29% - Senzitivitate "+"

	AN	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19	4254.19
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19580.48**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**	**4254.19**

	AN	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	5,079.97	**101,599.47**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	4,254.19	**85,083.80**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**4,254.19**	**65,503.33**

Simularea 1.2.5: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	21.27%	%
VANF	22129.14	mii LEI
VANF Beneficii	48,174.65	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	5.60	ani
RBC	1.85	-

Simularea 1.2.6 Analiza de senzitivitate - SCENARIUL 1.2 – modificare preț energie electrică +31% - Senzitivitate "+"

	AN	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Valoare Totala Investitie	mii LEI	33,473.31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL Beneficii	mii LEI	13,892.83	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	19,580.48	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78
PROFIT BRUT	mii LEI	0.00	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95	4332.95
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**-19580.48**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**	**4332.95**

	AN	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	TOTAL
Valoare Totala Investitie	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**33,473.31**
TOTAL Beneficii	mii LEI	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	5,158.73	**103,174.66**
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	825.78	**16,515.67**
PROFIT BRUT	mii LEI	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	4,332.95	**86,658.99**
FLUX NUMERAR	**mii LEI**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**4,332.95**	**67,078.51**

Simularea 1.2.6: Analiza financiara - SCENARIU 1 - Senzitivitate "+"		
Denumire	**Valoare**	**Unitatea de masura**
RIRF	21.69%	%
VANF	22876.04	mii LEI
VANF Beneficii	48,921.54	mii LEI
VANF cheltuieli	26,045.51	mii LEI
TR	5.52	ani
RBC	1.88	-

ELSACO SOLUTIONS SRL
https://solutions.elsaco.com/
Adresa: Jud. Botosani, Cătămarești-Deal, str. Mihai Eminescu nr. 85
Contact: tel. 0231 507 060 / fax 0231 532 905
email: sales@elsaco-solutions.com