URCAN IONAS-FLORIN

Digitally signed by URCAN IONAS-FLORIN
Date: 2026.03.06 11:51:07 +02'00'

DENUMIRE PROIECT: Infiintare parc fotovoltaic, imprejmuire proprietate

NR. PROIECT: EDO 14-P_2024
FAZA: STUDIU DE FEZABILITATE (SF)
REVIZIA: 3

INVESTITOR: PARC TERMO 2022 SRL

PROIECTANT DE SPECIALITATE: ENERGY DESIGN OFFICE SRL

2024

Energy Design Office S.R.L.
Cluj-Napoca, Bd. 1 DECEMBRIE 1918, Nr. 60A
CIF: RO 46458708, RC: J12/4214/2022.
Tel:+40 724 323 774, +40 743 058 861
office@energydesign.ro

Foaie de semnături

Elaboratorii lucrarii:

Numele si prenumele	**Semnatura**
Ing. Sorin Piciu	
Ing Silviu Stefanescu	
Ec. Catalin Vosloban	

CUPRINS

1. INFORMAŢII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIŢII 6

1.1. Denumirea obiectivului de investiţii 6

1.2. Ordonator principal de credite/investitor 6

1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar) 6

1.4. Beneficiarul investiţiei 6

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 6

2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIŢII 7

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate 7

2.2. Prezentarea contextului: 7

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor 9

2.3.1. Informatii privind investitorul 9

2.3.2. Informatii privind amplasamentul proiectul de investitii propus 10

2.3.3. Caracteristici tehnice generale ale proiectului de investitii propus 11

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 14

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei 37

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 40

3.1. Particularităţi ale amplasamentului: 42

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic: 48

3.3. Costurile estimative ale investiţiei: 64

3.4. Studii de specialitate, în funcţie de categoria şi clasa de importanţă a construcţiilor, după caz: 72

3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei 76

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPŢIUNI TEHNICO- ECONOMIC(E) PROPUS(E) 78

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referinţă şi prezentarea scenariului de referinţă 78

4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia 78

4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum: 80

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii: 80

4.5. Analiza cererii de bunuri şi servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiţii 82

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară 84

4.7. Analiza economică[3)], inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate 96

4.8. Analiza de senzitivitate[3)] 98

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 99

5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 101

5.1. Comparaţia scenariilor/opţiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor 101

5.2. Selectarea şi justificarea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) 102

5.3. Descrierea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) privind: 102

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenţi obiectivului de investiţii: 109

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 111

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. 112

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME 113

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obţinerii autorizaţiei de construire 113

6.2. Extras de carte funciară, cu excepţia cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 113

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 113

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor 113

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară 113

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 114

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 115

7.3. Strategia de exploatare/operare şi întreţinere: etape, metode şi resurse necesare .. 115

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale 116

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI 117

B. Anexe 117

1. Anexe financiare 117

2. Plan de amplasare în zonă; 117

3. Plan de situaţie-Scenariul 1; 117

4. Simulare PVGis – Varianta 1 117

5. Simulare PVGIS – Varianta 2 117

6. Fisa tehnica Panouri fotvoltaice 117

7. Fisa Tehnica Invertoare 117

8. ADEVERINTA ANRE NR. 2023108 46 I 26.06.2023 Electrician Autorizat 117

1. INFORMAŢII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIŢII

1.1. Denumirea obiectivului de investiţii

Construire Centrala Electrica Fotovoltaica, "CEF PARC TERMO 2022 *Srl", Racordare la RED a* Centralei Fotovoltaice , Imprejmuire Teren.

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Denumire:	PARC TERMO 2022 S.R.L.
Cod fiscal:	46315201
Nr. Inregistrare:	J26/1017/16.06.2022
Cod CAEN principal:	3511, Productie de energie electrica
Data infiintarii:	16.06.2022
Reprezentant legal:	Urcan Ionas Florin
Sediu social:	*Jud. Mureş,* oras Ludus, str. 1 Mai, nr.34

1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar)

Nu e cazul

1.4. Beneficiarul investiţiei

PARC TERMO 2022 SRL

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

ENERGY DESIGN OFFICE SRL

Cod Fiscal: 46458708

Nr. intregistrare la reg. comertului: J12/4214/2022

Telefon: 0724 323 774

Email: office@energydesign.ro

Sediu social: Cluj-Napoca, Bd. 1 Decembrie 1918, nr. 60A

2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIŢII

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate

Nu a fost necesara elaborarea unui studiu de prefezabilitate.

2.2. Prezentarea contextului:

Strategia Uniunii Europene in domeniul energetic, urmărește construirea unei Uniuni energetice care să ofere consumatorilor UE – gospodării și întreprinderi – energie sigură, sustenabilă, competitivă și accesibilă.

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

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

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

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

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

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

- Fondul pentru Modernizare (Articolul 10 d), Alocarea tranzitorie cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (Articolul 10c sau Mecanismul 10c)
- Fondul de Solidaritate

- Fondul de Inovare
- *Fondul pentru o tranziție justă*

Fondul de modernizare (selecția proiectelor pentru finanțare din Fondul pentru modernizare se va realiza în urma unor procese de selecție care se vor derula după aprobarea cadrului legislativ de implementare, perioada 2021-*2030) reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investițiilor în proiecte energetice, care prevăd îmbunătățiri în eficiență energetică, modernizarea sistemelor energetice și tranziția în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor la pretul pieței mai mic de 60% din media UE. Fondul va fi finanțat prin licitarea pe piață a* 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-*2030 a căror sumă se încadrează între €6.2 si €9.3 miliarde de Euro.*

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

Din 2019, strategia și-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creșterea cu 32,5% a eficienței energetice și creșterea cu 32% a SRE .

La 8 iulie 2020, Comisia Europeană a publicat „Strategia UE pentru integrarea sistemelor energetice" în care afirmă că planificarea coordonată și funcționarea sistemului energetic „ca întreg", cu ajutorul mai multor vectori energetici, infrastructuri și sectoare de consum reprezintă calea către o decarbonare reală, accesibilă și profundă a economiei europene, în conformitate cu Acordul de la Paris și Agenda ONU pentru dezvoltare durabilă până în 2030.

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

Guvernul României susține schimbarea și are ca obiectiv o pondere totală a energiei regenerabile de 30,7% în consumul final brut de energie până în 2030, așa cum reiese din Planul național integrat 2021-*2030 pentru energie și climă, din aprilie 2020.*

În 2020, mai mult de 24 % din electricitatea rezultată este produsă de centrale pe bază de combustibili fosili solizi (de exemplu, cărbune). Prin urmare, centralele fotovoltaice ar putea favoriza tranziția de la combustibilii fosili solizi la surse mai durabile și ar putea menține un mix energetic echilibrat Concomitent cu directivele europene privind politicile de finanțare și contextul în care investițiile vor fi finanțate, prezenta documentație s-a elaborat și în conformitate cu legislația, , aplicabilă în vigoare.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. În acest sens, domeniul

eficienței energetice se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- *Strategia energetică a Romaniei 2020*-2030, cu perspectiva anului 2050,
- *Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021*-2030,
- Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse *regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare,*
- *Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie şi privind modificarea şi completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare,*
- *Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.*

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor

Acest studiu de fezabilitate are ca scop identificarea celor mai bune solutie pentru implementarea Centralei Electrice Fotovoltaice pentru care se solicita finantarea.

2.3.1. Informatii privind investitorul

Investitia in Centrala Electrica Fotovoltaica (CEF) propusa pentru finantare va fi realizata de catre societatea PARC TERMO 2022 SRL, societate infiintata in anul 2022, obiectul de activitate principal al companiei fiind productia de energie electrica.

Avand in vedere:

i. obiectivele politicii energetice si de mediu atat nationala, cat si a Uniunii Europene privind reducerea emisiilor de carbon in atmosfera generate de sectorul energetic prin inlocuirea unei parti din cantitatea de combustibili fosili consumati in fiecare an – gaz natural, carbune;
ii. strategia privind dezvoltarea durabila si cresterea sustenabila a Europei prin combaterea schimbarilor climatice, avand la baza o economie mai eficienta din punctul de vedere al utilizarii surselor, mai ecologica si mai competitiva;
iii. directia privind dezvoltarea unor infrastructuri esentiale care sa permita o crestere a ponderii energiei regenerabile in totalul consumului de energie primara, accesibila din punct de vedere economic si fezabila din punct de vedere tehnic a energiei din surse regenerabile, cum ar fi infrastructura retelelor de transport, stocare si distributie, retelele *inteligente și interconexiunile,*

In scopul implementarii proiectului privind constructia centralei fotovoltaice, beneficiarul a decis infiintarea societatii PARC TERMO 2022 S.R.L., companie special creata in acest sens si cunoscuta in practica uzuala a finantatorilor drept SPV (Special Purpose Vehicle sau Vehicul cu Scop Special). Principalele motive pentru crearea unui SPV constau in:

a. o evidenta mai clara si monitorizare mai facila a progresului proiectului si a performantei acestuia, prin izolarea de fluxurile specifice activitatii principale a companiei mama;
b. limitarea operatiunilor la achizitia, finantarea si operarea unor active specifice, ca metoda de diminuare a riscurilor si de securizare a activelor.

2.3.2. Informatii privind amplasamentul proiectul de investitii propus

Amplasarea centralei electrice fotovoltaice se va face pe o suprafata de teren proprietate privata, situata in extravilanul orasului Ludus, judetul Mures.

Suprafata de teren alocata proiectului este de 55.600 mp, asa cum rezulta din extrasul CF nr. 61712.

Pentru utilizarea de catre investitor a suprafetei de teren necesare dezvoltarii proiectului, a fost incheiat un contract de inchiriere intre acesta si proprietarul terenului, contractul de inchiriere pentru o perioada de 30 ani fiind inscris in cartea funciara conform CF 61712, Ludus.



Obiectivul principal al proiectului de investitie propus consta in contributia la majorarea productiei de energie din surse regenerabile solare a României si reducerea emisiilor de carbon, prin valorificarea potentialului de radatie solara a locatiei selectate.

2.3.3. Caracteristici tehnice generale ale proiectului de investitii propus

Descrierea generala a obiectivului de investitii propus

Obiectul investitiei este o Centrala Electrica Fotovoltaica (CEF) cu o putere instalata de 3,5 MW, echipata cu o instalatie de stocare energie electrica cu o capacitate de 0,8 MWh

Principalele componente ale centralei sunt urmatoarele:

1. Panouri fotovoltaice,
2. Structura metalica suport pentru amplasarea panourilor fotovoltaice,
3. Invertoare, care convertesc energia in curent continuu produsa de panourile fotovoltaice in energie in curent alternativ pentru injectia in retea,
4. Instalatie de stocare energie electrica cu capacitate de 0,8 MWh,
5. Cabluri de joasa tensiune pentru conexiunea in curent continuu intre panouri si invertoare,
6. Cabluri de joasa tensiune pentru conexiunea intre invertoare si posturile de transformare,
7. Cabluri de medie tensiune pentru realizarea conexiunii intre secundarul posturilor de transformare si instalatia de racordare la reteaua electrica,
8. Post de transformare 0,4/20 kV,
9. Instalatie de racord la sistemul energetic.

Toate componentele centralei functioneaza ca un tot unitar, acestea luate individual neputand sa contribuie la obiectivul de cresterea capacitatii de productie energie electrica din surse regenerabile a Parc Termo 2022 SRL prin construirea unei centrale electrice fotovoltaice cu o putere instalata de 3,5 MW, o instalatie de stocare energie electrica cu o capacitate de 0,8 MWh, î*mprejmuiri și instalații electrice aferente racordării la rețea a centralei fotovoltaice construită de la zero (greenfield).*

Echipamentele şi instalaţiile sale componente sunt interdependente din punct de vedere tehnic şi funcţional şi conlucrează în vederea atingerii obiectivului proiectului asa cum rezulta din Studiul de Fezabilitate.

Racordarea centralei la reteaua electrica se va face in conformitate cu solutia de racordare avizata de catre DEER SA prin ATR nr. 7030221118449/25.01.2023.

S-au studiat 2 scenarii, analiza comparativă a acestora având ca scop determinarea modului optim de aranjare a panourilor astfel încât să se obțină maximul de putere pentru suprafața disponibilă și implicit producția cea mai mare de energie electrică.

Ipotezele de calcul valabile pentru fiecare scenariu

- **Scenariul 1:**
  - Panouri fotovoltaice model Trinasolar Vertex N TSM-NEG19RC.20 sau echivalent, putere 600 - 620W, dimensiuni 2382mm x 1134 mm x 35 mm, siliciu monocristalin, eficienta > 22%. Simularile au fost efectuate pentru varianta cu 600 Wp putere instalata
  - Numar panouri: 6670
  - Invertoare *descentralizate montate pe structurile de susținere a panourilor* fotovoltaice;
  - posturile de transformare 0,4/20 kV sunt montate în containere/anvelopa pentru exterior;
  - Azimut 0° - orientarea panourilor spre sud;
  - Unghiul de înclinare a panourilor *față* de planul terenului 25°-35°, simularea a fost realizata la 35°,
  - Dispunere panouri: portret

Portret

1	2	3	4	5	…	26
2					…	

- Putere *instalată* DC = 4,002 MWp;
- Putere *instalată* AC = 3,500 MW;
- *Producția specifică* = 1.161 kWh/kWp/an;
- Productie energie electrica , in primul an = 4.646 MWh/an (in primul an);

  - Instalatie de stocare energie electrica cu capacitate de 0,8 MWh

- **Scenariul 2:**
  - Panouri fotovoltaice model Trinasolar Vertex N TSM-NEG19RC.20 sau echivalent, putere 600 - 620W, dimensiuni 2382mm x 1134 mm x 35 mm, siliciu monocristalin, eficienta > 22%. Simularile au fost efectuate pentru varianta cu 600 Wp putere instalata;
  - Numar panouri: 5040
  - Invertoare *descentralizate montate pe structurile de susținere a* panourilor fotovoltaice;
  - posturile de transformare 0,4/20 kV sunt montate în containere pentru exterior;
  - Panourile fotovoltaice vor fi montate pe o structura de montaj de tip tracker, cu o *singură axă;*

- Dispunere panouri: portret

Portret

1	2	3	4	5	…	24

- Putere *instalată* DC = 3,024 MWp;
- Putere *instalată* AC = 2,700 MW;
- *Producția specifică* = 1333 kWh/kWp/an;
- *Producție anuală* = 4.031 MWh/an in primul an;

- Instalatie de stocare energie electrica de 0,8 MWh

- *Distanțele între rândurile de panouri să fie suficient de mari astfel încât panourile să se umbrească cât mai puțin posibil;*
- *Existența unor drumuri de exploatare la distanțe acceptabile și suficient de late pentru a putea permite trecerea unui tractor cu o cisternă de apă pentru spălarea* panourilor, respectiv 3,5 m;
- Alocarea *unui spațiu* pentru containerele care *conțin invertoare/transformatoare și stația electrică (punctul de conexiune).*
- Alocare spatiu pentru instalatia de stocare

Datorita necesitatii stabilirii unei distante intre sirurile de panouri care sa nu duca la umbrirea reciproca a doua siruri adiacente, in scenariul 2 a rezultat ca puterea instalata in curent continuu care poate fi instalata pe sistemul de sustinere de tip traker este mai mica decat varianta analizata in scenariul 1(sistem de sustinere fix).

Ipotezele de calcul au fost discutate cu beneficiarul *și stabilite* pe baza *informațiilor* din literatura de specialitate *și* a *experienței* din alte proiecte.

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

Sectorul energetic mondial este, de *câțiva* ani, în proces de a fi modificat ireversibil de cea de-a patra *revoluție industrială.* Prima a constat în dezvoltarea motorului cu abur, a puterii hidraulice *și* a *mecanizării.* Electricitatea *și producția* pe linii de asamblare au format o a doua *revoluție.* Computerizarea *și* automatizarea din anii *'80* au reprezentat al treilea pas discret. *Astăzi,* umanitatea face al patrulea salt istoric, prin dezvoltarea sistemelor cyber-fizice.

Tendințele pot fi grupate în: tehnologice *(inteligență artificială,* internet of things - IoT, blockchain, *robotică,* realitate *augmentată),* sociale *(tranziție energetică,* reglementare, volatilitatea *prețului* resurselor, concentrarea resurselor), de uz *(rețele* autonome *și* insularizate), pentru reducerea costurilor *(mentenanță preventivă și* suport *operațional),* de *creștere (locuințe* inteligente, managementul *capacităților* de *producție) și,* nu în ultimul rând, modele disruptive (utilizarea activelor din sectoare adiacente).

La nivel *național, remarcăm* cel *puțin* cinci *tendințe* cu impact semnificativ asupra *rezilienței* sistemului, asupra *prețului* energiei electrice pe termen lung, precum *și* în ceea ce *privește* reducerea emisiilor cu gaze care produc efect de *seră.* În primul rând, *mașinile* electrice *și* cele cu gaz natural comprimat (GNC) *își accelerează creșterea.* În trecutul recent, acestea erau utilizate în principal în scop de marketing, fiind *niște* reclame mobile. Companii importante *(bănci,* firme de *asigurări,* operatori de t*elecomunicații* etc.) *își arătau* astfel *înclinația* spre *inovație și* sustenabilitate. *Astăzi,* în *orașele* mari, am trecut de *această etapă.* Clasa persoanelor cu venituri peste medie este cea care a început deja *să își* cumpere o a doua *mașină,* alegerea îndreptându-se *către* un automobil electric. În tandem cu *această creștere* a cererii, operatorii de *distribuție* a energiei electrice, *lanțurile* de supermarketuri *și* distribuitorii de carburant *instalează* din ce în ce mai multe *stații* de *încărcare. Până* în 2030, vom avea peste 500.000 de automobile electrice, hibrid sau pe *bază* de GNC în România, cu suficiente puncte de *încărcare* pentru a ajunge în orice punct al *țării.*

O a doua *tendință* o *reprezintă* un concept despre care a început *să* se *vorbească* în România prin anii 2014-2015, *„prosumatorul",* care *reprezintă fără* doar *și* poate o *surpriză plăcută.* Legea 184/2018 a fost un pas important, ce permite prosumatorilor *să își* comercializeze energia *electrică produsă și livrată* în *rețea.* În *funcție* de *existența și* amploarea mecanismelor de suport financiar, dezvoltarea micilor *producători* la nivel local ar putea reprezenta chiar o *soluție* la deficitul de putere *instalată* a sistemului energetic la nivel *național.*

n al treilea rând, din punctul de vedere al *pieței* de energie, intrarea Hidroelectrica – cel mai mare *producător* de energie din România, cu o *structură* de cost *competitivă* – pe segmentul de furnizare *către clienții* casnici *reprezintă* un pas major, *amenințând* pe termen lung *supremația* furnizorilor *tradiționali.* Romgaz, o *altă* companie *energetică* la care statul român este *acționar* majoritar, ar putea alege o strategie *similară* de intrare pe *piața* de furnizare.

În 1990, totalul emisiilor de gaze cu efect de *seră* (exceptând LULUCF) era de 247 de milioane de tone de CO2 echivalent. Conform PNIESC (Planul *Național* Integrat în Domeniul Energiei *și Schimbărilor* Climatice), în contextul *măsurilor* actuale, o *altă tendință* este aceea de reducere a

emisiilor, *înregistrată* istoric, care se va *menține și* pe viitor. Astfel, *până* în 2030, emisiile vor fi cu 49% sub nivelul înregistrat în 1990, *scădere* ce se *așteaptă* a continua *și după* acest an de *referință.*

Nu în ultimul rând, pentru respectarea angajamentelor de mediu la nivel european, fiecare stat membru trebuie *să își* asume un efort echitabil în diminuarea emisiilor de gaze cu efect de *seră.* O *alternativă viabilă* pentru România ar fi utilizarea gazelor naturale pe post de combustibil de *tranziție,* în *următoarele* zeci de ani. Avem, în Marea *Neagră,* peste 100 de miliarde de metri cubi de gaze. Este o cantitate foarte mare pe care ar trebui *să* o *exploatăm* cât mai repede *și să* o *utilizăm,* cu *precădere* pe teritoriul *național,* producând bunuri cu valoare *adăugată.* În lipsa unui cadru de reglementare predictibil, investitorii aleg *să* amâne pe *durată nedeterminată* luarea deciziilor finale de *investiții. Până* in anul 2022, dintre *toți* concesionarii de perimetre offshore, o *singură* companie a luat decizia de a investi aproximativ 400 de milioane de euro, pariind pe modificarea actualului cadru legislativ. Actualmente OMV Petrom SA si Romgaz SA au luat de asemenea decizia de a investi in extractia gazelor offshore, estimand ca productia efectiva va incepe in anul 2027. În acest domeniu, cu resurse ce ar avea un impact total pe întreg *lanțul* valoric de aproximativ 80 de miliarde de euro, *rămânem* în *expectativă.*

Din 2021, Europa se *confruntă* cu o *creștere* a *prețurilor* energiei, care se înscrie într-o *tendință* de *creștere* la nivel mondial. Statele membre ale UE au *reacționat* prompt la *această situație.* Acestea au convenit asupra *necesității* de a *acționa* în mod coordonat *și* de a lua *măsuri* urgente pentru a atenua impactul acestei *creșteri* în special asupra celor mai vulnerabile *gospodării și* întreprinderi.

Invadarea Ucrainei de *către* Rusia în 2022 a afectat *și* mai mult *piețele* energiei, provocând noi *creșteri* ale *prețurilor* energiei *și preocupări* cu privire la capacitatea UE de a-*și* asigura aprovizionarea cu energie.

În cadrul reuniunii informale a *șefilor* de stat sau de guvern din martie 2022, liderii UE au convenit *să* elimine treptat *dependența* UE de combustibilii fosili din Rusia.

În mai 2022, Consiliul *și* Parlamentul European au ajuns la un acord provizoriu cu privire la noi norme privind stocarea gazelor, conform *cărora* statele membre ale UE *își* vor completa *capacitățile* de stocare înainte de începutul iernii *și* le vor partaja cu alte state membre într-un spirit de solidaritate.

În cadrul reuniunii extraordinare a Consiliului European din 30-31 mai 2022, liderii UE au convenit *să interzică* aproape 90% din totalul importurilor de petrol din Rusia *până* la *sfârșitul* anului.

România s-a angajat prin *Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 să reducă până* în 2030 cu 43,9% emisiile ETS *față* de valorile din 2005 *și să crească* ponderea *globală* a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie cu 30,7%. Aceste angajamente *reprezintă* efortul *țării* noastre de a contribui la atingerea *țintelor* climatice asumate la nivelul Uniunii Europene *până* în 2030: reducerea cu minimum 55% a emisiilor de gaze cu efect de *seră și creșterea* ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie cu 32%.

În urma *recomandărilor* Comisiei, *contribuția actualizată* a României la realizarea obiectivelor Uniunii Europene *până* în 2030 este *evidențiată* în tabelul de mai jos:

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030	
Emisii ETS (% față de 2005)	**-43,9%***
Emisii non-ETS (% față de 2005)	**-2%**
Ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie	**30,7%**
⬇	
Ponderea SRE-E	49,4%
Ponderea SRE-T	14,2%
Ponderea SRE-Î&R	33,0%
Eficiență Energetică (% față de proiecția PRIMES 2007 la nivelul anului 2030)	
Consum primar de energie	-45,1%
Consum final de energie	-40,4%

În ceea ce *privește* cota de energie *regenerabilă,* Comisia *Europeană* a recomandat României *să crească* nivelul de *ambiție* pentru 2030, *până* la o pondere a energiei din surse regenerabile de cel *puțin* 34%. În *consecință,* nivelul de *ambiție* cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile a fost revizuit *față* de varianta *actualizată* a PNIESC, de la o *cotă propusă inițial* de 27,9%, la o *cotă* de 30,7%. Noul obiectiv a fost calculat, în principal, pe baza *recomandării* Comisiei de a alinia prognozele macroeconomice *naționale* la cele ale *„Raportului* de *îmbătrânire Proiecții* economice *și* bugetare pentru cele 28 de state membre ale UE *(20162070)",* corelat cu scoaterea din operare a *capacităților* pe *cărbune.*

Astfel, pentru atingerea nivelului de *ambiție* cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile de 30,7% în anul 2030, România va dezvolta *capacități adiționale* de SRE de aproximativ 6,9 GW comparativ cu anul 2015. Pentru realizarea acestei *ținte* este *necesară* asigurarea unei *finanțări corespunzătoare* din partea UE în sensul *asigurării* unei *adecvanțe corespunzătoare* a *rețelelor* electrice, dar *și* a *flexibilității* producerii de E-SRE prin instalarea de *capacități* de back up pe gaze naturale, *capacități* de stocare *și* utilizarea de tehnici inteligente de management a *rețelelor* electrice. România a ales *să* adopte o abordare *prudentă* cu privire la nivelul de *ambiție, ținând* cont de *particularitățile naționale și* necesarul de *investiții* în SRE, atât pentru înlocuirea *capacităților* care ating durata *maximă* de operare cât *și* pentru cele noi, în vederea atingerii *țintelor* asumate în PNIESC, având în vedere *că* Regulamentul (UE) 2018/1999 *stipulează* faptul *că* în viitoarele revizuiri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul *creșterii.* În conturarea acestei *abordări,* mai trebuie *menționat și* faptul *că* procesul de implementare a *recomandărilor* s-a confruntat *și* cu o *lipsă* a datelor necesare *elaborării* unui plan detaliat cu privire la *măsurile, acțiunile,* resursele financiare avute în vedere de *autoritățile* române pentru îndeplinirea *țintelor* de RES în perioada 2021-2030 mai ales în zona SRE *încălzire-răcire și* transport. O *nouă analiză/ajustare* a *țintei* 2030 va putea fi *efectuată odată* cu revizia PNIESC, moment la care vor putea fi estimate mult mai bine efectele *implementării* Directivei 2018/410 *și* ale programelor de *susținere* a Green Deal.

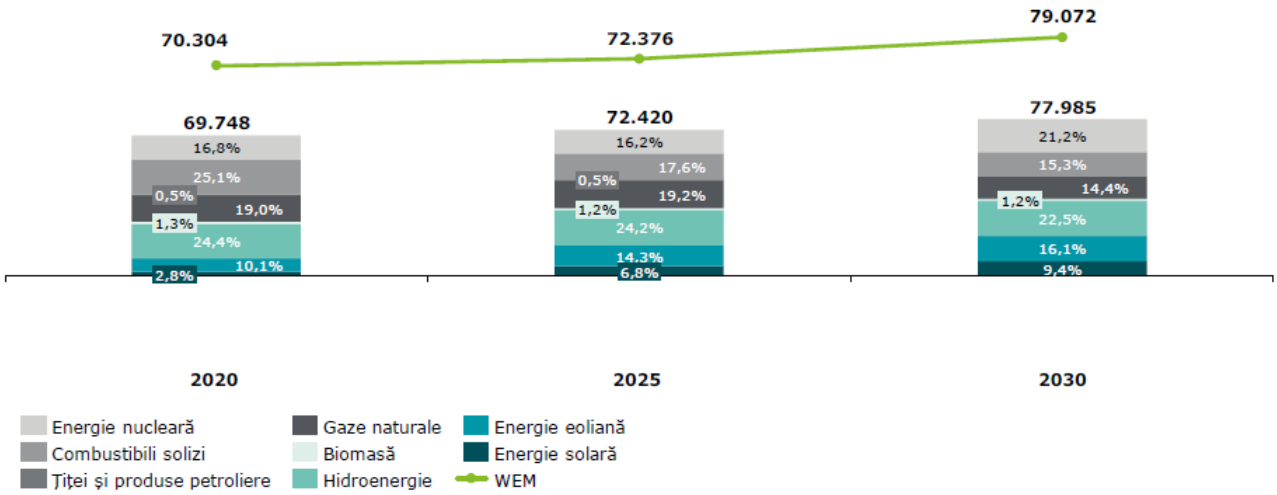
Planul *Național* Integrat în domeniul Energiei *și Schimbărilor* Climatice 2021-2030 analizeaza impactul politicilor *și măsurilor* planificate în *secțiunea* 3 referitoare la sistemul energetic *și* emisiile *și absorbțiile* de GES, inclusiv o *comparație* cu previziunile în contextul politicilor *și măsurilor* existente (conform descrierii din *secțiunea* 4).

Prognoza referitoare la *evoluția* sistemului energetic *și* a emisiilor *și absorbțiilor* de GES, precum *și, dacă* este relevant, a emisiilor de *poluanți* atmosferici în conformitate cu Directiva (UE) 2016/2284 în temeiul politicilor *și măsurilor* planificate, cel *puțin până* la zece ani *după* perioada *vizată* de plan (inclusiv pentru ultimul an al perioadei vizate de plan), inclusiv politici *și măsuri* relevante ale Uniunii, referitor la *producția brută* de energie *electrică, analizează* sectorul energetic din perspectiva a 2 scenarii macroeconomice:

- WEM - scenariu de modelare pe baza *măsurilor* actuale;
- WAM - scenariu de modelare pe baza *măsurilor adiționale/suplimentare.*

Având în vedere contextul *enunțat* mai sus, *comparația* între cele *două modelări* la capitolul *producție brută* de energie *electrică indică* traiectorii similare de *creștere,* chiar *dacă* în scenariul WAM *creșterea* este *ponderată* la un CAGR de 1,1% preconizat pentru 2020 - 2030. *Producția brută* de energie *aferentă* celor *două* scenarii este *prezentată* mai jos:

Grafic 46 – Producție brută de energie electrică WAM vs. WEM [GWh]



Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

În concluzie, în scenariul WAM, este *preconizată* o *producție brută* de energie *electrică* mai *mică* pentru anul 2030 *față* de scenariul WEM *(corecție negativă* de 1,37%), în principal *cauzată* de *scăderea* consumului, pe fondul *măsurilor adiționale* de *eficiență energetică.* De asemenea, *față* de scenariul WEM, mixul de energie *electrică* va suferi *următoarele modificări:*

- *Producția* din energie *nucleară prezintă* o *corecție negativă (operaționalizarea* celui de al 3-lea reactor nuclear, spre *sfârșitul* anului 2030);

- *Scăderea producției* energiei electrice din combustibili solizi *(corecție negativă față* de WEM cu 10,15% pentru anul 2030), având în vedere costurile crescute de conformare la *obligațiile* de mediu (emisii de carbon, respectiv *alți poluanți* atmosferici);
- *Creșterea producției* atât din surse fotovoltaice *(creștere* cu 130% *față* de WEM la anul 2030) cât *și* din resurse eoliene onshore (60,7% *față* de WEM la anul 2030) *prezintă* o *corecție pozitivă semnificativă,* ce *compensează parțial* reducerea *producției* din resurse *convenționale* (în special *cărbune).*

„Strategia Energetică a României 2020 -2030, cu perspectiva anului 2050" este un document programatic care *definește* viziunea *și stabilește* obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul *indică* reperele *naționale,* europene *și* globale care *influențează și determină* politicile *și* deciziile din domeniul energetic. Viziunea Strategiei Energetice a României (Cap. I) este de *creștere* a sectorului energetic în *condiții* de sustenabilitate, *creștere economică și* accesibilitate, în contextul *implementării* noului pachet legislativ de noi *capacități* de *producție* bazate pe tehnologii de vârf nepoluante; *tranziția* de la combustibili solizi *(cărbune,* lignit, etc.) spre gaz natural *și* surse regenerabile de energie; retehnologizarea *și* modernizarea *capacităților* de *producție* existente *și* încadrarea lor în normele de mediu, *întărirea rețelelor* de transport *și distribuție* de energie; încurajarea producerii de energie *descentralizată;* încurajarea *creșterii* consumului intern în *condiții* de *eficiență energetică;* export. Sistemul energetic *național* va fi astfel mai puternic, mai sigur *și* mai stabil iar România *își* va *menține* rolul de furnizor de securitate *energetică* în regiune.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt: 1. Asigurarea accesului la energie *electrică și termică* pentru *toți* consumatorii; 2. Energie *curată energetică;* 3. Modernizarea *guvernanță și eficiență* sistemului *corporativă capacității instituționale* de *și* a de reglementare; 4. *Protecția* consumatorului vulnerabil *și* reducerea *sărăciei* energetice; 5. *Piețe* de energie competitive, baza unei economii competitive; 6. *Creșterea calității învățământului* în domeniul energiei *și* formarea *continuă* a resursei umane calificate; 7. România, furnizor regional de securitate *energetică;* 8. *Creșterea* aportului energetic al României pe *piețele* regionale *și* europene prin resurselor valorificarea energetice *naționale,* primare.

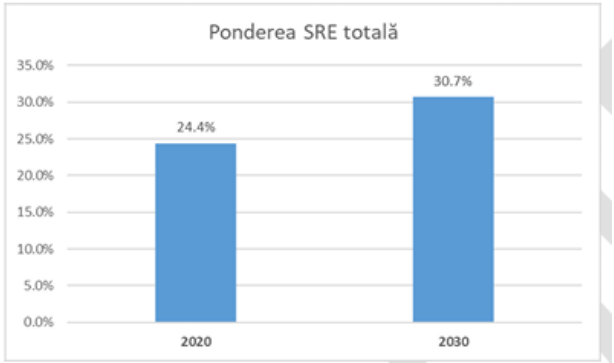
Între *măsurile și acțiunile* pentru atingerea obiectivelor strategice distingem:

(OP9) ÎNLOCUIREA, LA ORIZONTUL ANULUI 2030, A *CAPACITĂȚILOR* DE *PRODUCȚIE* DE ENERGIE *ELECTRICĂ* CARE VOR *IEȘI* DIN EXPLOATARE CU *CAPACITĂȚI* NOI, EFICIENTE *ȘI* CU EMISII REDUSE

AP9a: *Investiții* în *capacități* noi de generare a energiei electrice, sub constrângerea *realizării* obiectivelor de securitate *energetică,* competitivitate *și* decarbonare a sectorului energetic. AP9b: Asigurarea unui cadru de neutralitate *tehnologică* pentru dezvoltarea mixului energetic *național.* AP9c: Asigurarea mecanismelor de *finanțare* pentru *investițiile* în *capacități* noi de producere a energiei electrice *fără* emisii de GES, în *condiții* de *eficiență economică.*

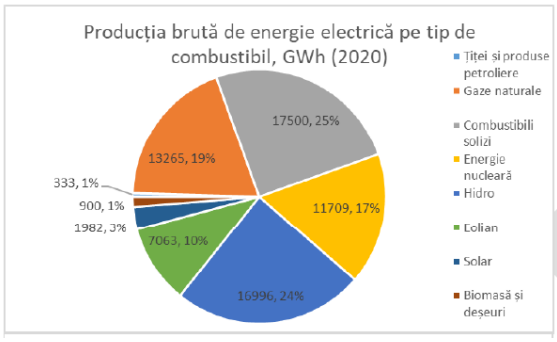
Promovarea surselor regenerabile de energie *reprezintă* un obiectiv important pentru România la nivelul anului 2030 în contextul *tranziției către* energia verde, *curată.* România *și*-a stabilit obiectivul de a atinge o pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 30,7%,

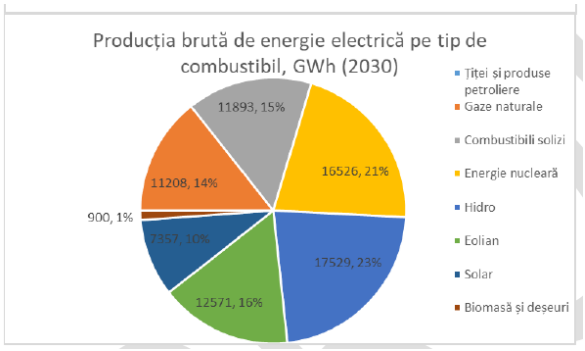
ținând cont de *particularitățile naționale, față* de o pondere de 24,4% în 2020, *prezentată* în graficul de mai jos:



Sursă: Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri

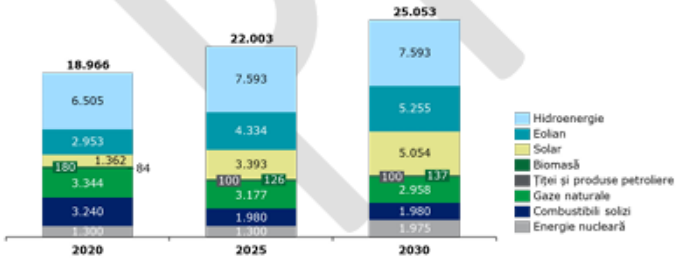
Energia *regenerabilă* în *producția brută* de energie *electrică.* Este preconizat ca *producția brută* de energie *electrică să atingă* un nivel de 69,748 GWh în 2020, respectiv 77,985 GWh în 2030, conform graficelor de mai jos:





Securitatea energetică. România *consideră siguranța aprovizionării* cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea *securității* energetice *naționale.* România *își* propune *menținerea* unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, *ținând* cont *deopotrivă* de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum *și* de asigurarea *flexibilității și adecvanței* acestuia. În acest sens, *evoluția capacităților* instalate în perioada 2020 – 2030 este *prezentată* în graficul de mai jos:

Traiectoria orientativă a capacității nete instalate, pe surse, [MW]



Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

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

Repartiția energiei solare pe teritoriul *național* este relativ *uniformă* cu valori cuprinse între 1.100 *şi* 1.450 kWh/mp/an. Valorile minime se *înregistrează* în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul *Bărăganului şi* sudul Olteniei. Corelat cu modul de dezvoltare a *locuințelor* sau a altor *clădiri* din interiorul *localităților,* conform studiului ICEMENERG 2006, ar putea fi *utilizați* captatori solari cu o *suprafață* de 34.000 mp care *să producă* o energie de 61.200 TJ/an.

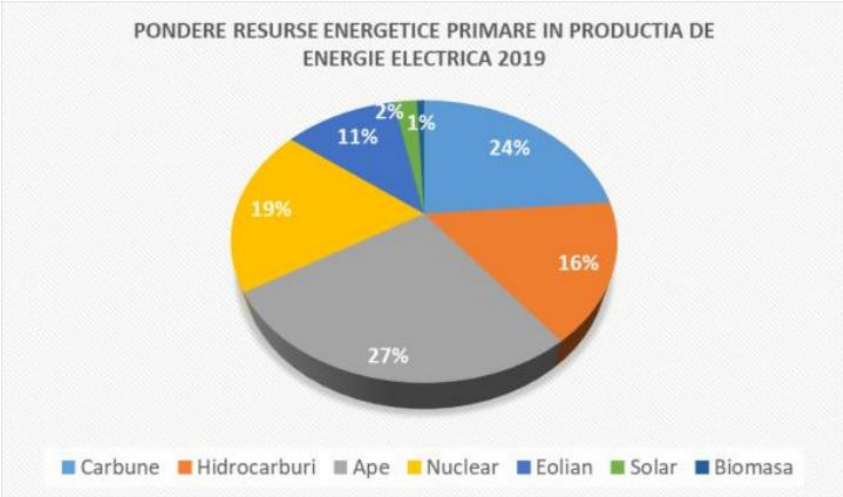
Valorificarea *potențialului* solar în scopul producerii de energie *electrică* prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform *aceluiași* studiu, instalarea unei *capacități* totale de 4.000 MW *şi* producerea unei energii anuale de 4,8 TWh. La *sfârșitul* anului 2016, erau instalate în România parcuri solare cu puterea *totală* de 1.360 MW care, conform energiilor de proiect, produc 1,91 TWh/an. În anul 2019, parcurile fotovoltaice din România au produs 1,40 TWh. Construirea de parcuri fotovoltaice a beneficiat în perioada 2009-2016 de *schemă* de sprijin, conform Legii 220/2008.

În vederea *utilizării potențialului* disponibil pentru dezvoltarea surselor fotovoltaice, este necesar ca sistemul energetic *național să* fie modernizat pentru a putea prelua *variațiile* de *injecție* de putere generate de sursele fotovoltaice, cu sisteme de echilibrare *și* stocare dimensionate *corespunzător.*

Consumul total de energie *electrică* a înregistrat o *scădere substanțială* de la 60 TWh în 1990 la 39 TWh în 1999 (Eurostat 2020, [nrg_cb_e]), în principal pe fondul *contractării activității* industriale, *după* care a crescut *până* la 48 TWh în 2008. Criza *economică* din 2008-2009 a cauzat o *nouă scădere* a consumului, *urmată* de o revenire *graduală* la 50 TWh în 2018.

Potrivit datelor Eurostat publicate în aprilie 2020, România a avut în 2019 (semestrul 2) al *șaselea* cel mai mic *preț* mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici *(bandă* consum anual între 2.500-5.000 kWh, Eurostat, [nrg_pc_204]). *Totuși, dată* fiind puterea relativ *scăzută* de *cumpărare,* suportabilitatea *prețului* este o *problemă* de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de *sărăcie energetică.* Mai mult, consumul este afectat si de faptul *că* aproape 100.000 de *locuințe* din România (din care o parte nu sunt locuite permanent) nu sunt conectate la *rețeaua* de energie *electrică;* cele mai potrivite pentru ele fiind sistemele izolate de producere si *distribuţie* a energiei.

România are un mix diversificat de energie *electrică,* bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice interne.



Infrastructura *și piața* de energie *electrică.* Operatorul de transport *și* de sistem, Transelectrica SA *coordonează* fluxurile de putere din SEN prin controlul *unităților* de *producție* dispecerizabile. *Deși* dispecerizare *implică* costuri suplimentare pentru *producători,* ea face *posibilă* echilibrarea SEN în *situații* extreme. Din puterea *totală brută disponibilă* de aproape 20.000 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili.

Planul de dezvoltare al *rețelei* electrice de transport (RET) (Transelectrica 2019), în *concordanță* cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, *urmărește* evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE *către* zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este *deficitară* (de exemplu, regiunea nord-est), precum *și creșterea capacității* de interconexiune *transfrontalieră.*

Pe fondul *creșterii* puternice a *investițiilor* în SRE intermitente din ultimii ani, echilibrarea *pieței* a devenit *esențială,* cu atât mai mult cu cât grupurile pe *bază* de *cărbune* nu pot *răspunde* rapid

fluctuațiilor vântului *și radiației* solare decât pe *bandă îngustă.* Categoriile principale de *producători* cu *răspuns* rapid la *cerințele* de echilibrare sunt centralele hidroelectrice *și* grupurile pe *bază* de gaze naturale. Echilibrarea pe o *piață regională necesită* capacitate *sporită* de interconectare.

Începând din noiembrie 2014, *piața* pentru ziua *următoare* (PZU) din România *funcționează* în regim cuplat cu *piețele* din Republica *Cehă,* Slovacia *și* Ungaria, pe baza *soluției* de cuplare prin *preț* a regiunilor. România *participă* activ în cadrul proiectelor regionale *și* europene dedicate *creării pieței* unice europene de energie *electrică.*

Implementarea prezentului proiect va conduce la construirea unei centrale fotovoltaice în Municipiul Ludus, *județul* Mures. În urma unei analize asupra cererii de energie *solară,* am constat *că inițiativa societății* PARC TERMO 2022 SRL va contribui considerabil la *protecția* mediului *și* va genera o multitudine de beneficii, atât la nivel local, cât *și* la nivel regional.

Obiectivul concret al prezentului proiect este reprezentat de construirea unei centrale electrice fotovoltaice, împrejmuiri *și instalații* electrice aferente *racordării* la *rețeaua electrică* de transport *și distribuție* a energiei electrice a centralei, obiectiv aflat în *deplină concordanță* cu principalul obiectiv al programului, respectiv: *„Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producție a energiei produsă din surse regenerabile*, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul Fondului de Modernizare, Programul-*cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei"*

Accentuarea crizei *carburanților* fosili pe plan mondial, *însoțită* de o *creștere substanțială* a costurilor pentru producerea energiei din combustibili fosili, pe de o parte *și necesitățile* crescânde de consum a energiei electrice în *condițiile* politicilor climatice / Pactul Verde European, pe de *altă* parte, *califică această investiție* pentru un grad foarte ridicat de oportunitate.

Problemele importante, precum *schimbările* climatice, *dependența* de combustibilii fosili *și creșterea* nevoilor de consum ne *determină să* regândim modalitatea în care producem *și consumăm* energie. Din acest punct de vedere, sursele de energie *regenerabilă reprezintă* o parte *importantă* a *soluției* pentru o dezvoltare *durabilă.*

În contextul celor de mai sus, câteva dintre avantajele specifice ale proiectului, sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de *seră,* prin utilizarea surselor regenerabile / *solară* / *fotovoltaică,* pentru producerea de energie *electrică;*
- asigurarea unei *dezvoltări* durabile a Romaniei, în *condițiile* în care dezvoltarea *economică* a *țării* poate duce la *creșterea* consumului de energie *electrică* atât în industrie, transporturi, cât *și* în *agricultură.*
- *creșterea securității* energetice, prin *creșterea capacității* de producere a energiei electrice *și* utilizarea unei resurse energetice locale, energia *solară* / *fotovoltaică, independentă* de importuri sau tehnologii pentru exploatare. România trebuie *să-și mențină poziția* de *producător* de energie în regiune *și să-și* consolideze rolul de furnizor de securitate *energetică* în gestionarea *situațiilor* de stres la nivel regional.

În prezent, la nivelul *internațional,* sectorul energetic se *află* într-o *perioadă* de *tranziție,* din patru puncte de vedere: tehnologic, climatic, geopolitic *și* economic. Aceste *evoluții* au efecte asupra sectorului energetic atât la nivel european, cât *și național.* Astfel, Romania va trebui *să* se adapteze

la aceste *tendințe* de pe *piețele internaționale,* dar *și* la *reașezările* geopolitice ce *influențează* parteneriatele strategice, având *Producția* de energie are un impact major asupra *schimbărilor* climatice – utilizarea energiilor regenerabile pentru *încălzire și răcire* în alte sectoare *înseamnă* mai *puține* emisii de gaze cu efect de *seră și* o poluare atmosferica mai *redusă.*

Satisfacerea nevoii energetice tot mai mari trebuie *să* fie *asigurată* respectând cu *strictețe* ecosistemul, iar dintre diversele energii curate, cea fotovoltaica este, cu *siguranță,* cea care *oferă* cele mai multe beneficii. Este important de *menționat* faptul *că, instalațiile* solare *funcționează* chiar *și* atunci când cerul este înnorat. Captarea energiei solare este foarte *eficientă și benefică,* deoarece nu este *poluantă,* nu are efecte nocive asupra atmosferei *și* nu produce zgomot. În *condițiile* în care degradarea *pământului* atinge un nivel din ce în ce mai ridicat, *această* problema devine o preocupare pentru un *număr* tot mai crescut de oameni.

Întrucât solicitantul nu dispune de resursele financiare necesare *implementării* proiectului, atragerea unor fonduri nerambursabile este *esențială* pentru ducerea la bun *sfârșit* a acestui proiect.

Din punct de vedere al *locației* alese pentru construirea centralei, aceasta *prezintă* un grad ridicat de însorire, care va asigura o *producție anuală* de peste 1,160 MWh / MWp *instalați.* Romania se *află* în zona a doua *europeană* din punct de vedere al însoririi.

Amplasamentul *investiției,* din punct de vedere juridic, se *află* pe raza U.A.T-ului LUDUS, jud. Mures. Terenul pe care *urmează să* fie *construită instalația fotovoltaică* este *formată* dintr-o parcela *disponibilă,* cu o *suprafață totală* de 55600 mp.

Tehnologia *fotovoltaică* de ultima *oră utilizată* va genera o serie de beneficii, precum: *funcționare fără* poluare; fluxuri pozitive de numerar; costuri reduse de *mentenanță;* durata de *viață* de peste 30 de ani; redarea terenului în forma *inițială, fără* poluare, la momentul *dezafectării instalațiilor.*

Dezvoltarea *economică* a *țării* poate duce la *creșterea* consumului de energie *electrică* atât în industrie, transporturi, cât *și* în *agricultură.* Energia *produsă* din surse regenerabile *deține* un *potențial uriaș* de *creștere* a *competitivității* industriale a Europei. Pe termen mediu *și* lung, se *așteaptă* ca aceste forme de energie *să* fie competitive din punct de vedere economic cu sursele de energie *convenționale.* Intensificarea *investițiilor* în energii regenerabile va sprijini crearea de *activități* economice *și* de locuri de *muncă și* va promova *inovația* în cadrul economiei UE. Exportul de tehnologii din domeniul energiilor regenerabile va genera multe *oportunități* noi de afaceri, intensificând *și* mai mult dezvoltarea *economică.*

Puncte tari	*Puncte slabe*
1. Utilizarea unor echipamente performante din punct de vedere tehnologic, rezultând într-*o capacitate mare de producție.* *2. Calitatea serviciilor prestate și alinierea cu standardele europene prin implicarea și* controlul direct al administratorului în *managementul și dezvoltarea societății.* *4. Strategia de marketing ce va fi dezvoltată pentru a crește vizibilitatea societății și pentru a ajuta la dezvoltarea sustenabilă și durabilă* a afacerii. *5. Diversitatea clienților pentru care se vor presta serviciile (persoane fizice și persoane* juridice). 6. Personalul angajat care va fi pregatit *constant și conform standardelor mondiale,* pentru prestarea serviciilor.	1. necesitatea e*xistenței a diverse posibilități de finanțare pentru dezvoltarea societății în* viitor. 2. necesitatea e*xistenței* investitorilor *interesați de domeniul producției de energie solară și implicit dinamică* a acestui domeniu. 3. Posibilitatea expansiunii la nivel regional în *județele apropiate.* 4. Necesitatea extinderii *și dezvoltar*ii ofertei *de servicii odată cu dezvoltarea* afacerii *și experiența acumulată.*
Oportunități	*Amenințări*
1. Identificarea personalului calificat și necalificat care va fi dispus să muncească în funcție de fluxul comenzilor. 2. Atragerea fondurilor financiare *nerambursabile, în vederea implementării inițiativei antreprenoriale.* *3. Contribuția considerabilă în vederea protejării mediului.* *4. Existența resurselor financiare proprii dar* într-*o anumită limită.*	*1. Contextul intern și extern cu privire la efectele pandemiei și ale conflictului din* Ucraina care poate duce la efecte pe plan economic. *2. Modificarea legislației naționale care poate aduce piedici în desfășurarea activităților până la restabilirea cadrului legal de funcționare.* *3. Existența concurenței care poate fi combătută doar printr-*un raport echitabil de calitate-*preț.* *4. Criza politică pe plan intern care duce la instabilitate din punct de vedere economic și* legislativ.

Propunerea de valoare a solicitantului PARC TERMO 2022 SRL este *caracterizată* de elemente inovative, noutate *și* durabilitate. Echipamentele solicitante au la *bază* ultimele tehnologii disponibile pe *piața* din domeniul *producției* de energie *electrică,* de aceea *considerăm că* intreprinderea dispune de un avantaj competitiv foarte important. De asemenea, implementare prezentului proiect va avea un impact pozitiv în ceea ce *privește:*

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de *seră;*
- o economie mai *eficientă* din punctul de vedere al utilizarii resurselor, mai ecologica *și* mai *durabilă;*
- *creșterea producției* de energie *electrică* din surse regenerabile, contribuind astfel atât la securitatea *energetică* a *țării* cât *și* la obiectivele Pactului Verde European, ca strategie de *creștere sustenabilă* a Europei.

Conform situației actuale și celor de mai sus, putem spune că există un potențial ridicat la nivelul regiunii, și implicit al județului Mures, deoarece vorbim despre una dintre regiunile cu cele mai bune *statistici din punct de vedere al creșterii și evoluției în multe dintre domeniile economice actuale și* de viitor.

Strategia de marketing are în vedere axe de poziționare cum ar fi, credibilitatea, convenienta, varietatea, prețurile optime, interactivitate și relațiile cu clienții / partenerii de afaceri / furnizorii.

Solicitantul, PARC TERMO 2022 *SRL, va desfășura activitatea de comercializare a energiei electrice produse în centrala electrică fotovoltaică proiectată, în conformitate cu legile și normativele legale care reglementează această activitate, în România. În acest context, în calitate de* producator *de energie electrică,* PARC TERMO 2022 SRL va utiliza instrumentele oferite de Piața de energie din Romania.

*Piața de energie. Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale "OPCOM" S.A. îndeplineşte rolul de administrator al pieţei de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil şi e*ficient pentru *desfăşurarea tranzacţiilor comerciale în cadrul pieţei angro de energie electrică și desfasoară activitaţi de administrare a pieţelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în conditii de consecvenţă, corectitudine, obiectivitate, independenţă, echidistanţă, transparenţă şi* nediscriminare.

Principalele activităţi desfăşurate de OPCOM conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare:

- *Exercitarea activității de organizare și administrare a piețelor centralizate de energie electrică;*
- *Exercitarea funcţiei de Operator de Decontare, prin efectuarea operaţiunilor de decontare pentru Piaţa pentru Ziua Următoare și Piața Intrazilnică, respectiv stabilirea obligaţiilor de plată / drepturilor de încasare pentru Piaţa de Echilibrare şi a dezechilibrelor cantitative şi valorice ale Părţilor Responsabile cu Echilibrarea;*
- *Exercitarea funcţiei de organizator şi administrator al pieţei de certificate verzi;*

- *Exercitarea funcţiei de administrator al Platformei pentru tranzacţionarea certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră;*
- Exercitarea activitatii de administrare a pietelor centralizate in sectorul gazelor naturale;
- *Activitatea de supraveghere a funcţionării pieţelor administrate;*
- *Colectarea şi publicarea datelor statistice despre piaţă, conform prevederilor Legii energiei.*

Piata de energie electrica din Romania este formata din:

i. **Piata angro,** care reprezinta cadrul organizat în care energia electrica este achizitionata de furnizori si operatori de retea de la producatori sau de la alti furnizori, în vederea revanzarii sau în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic (in cazul operatorilor de retea)

ii. **Piata cu amanuntul,** *piaţa cu amănuntul de energie electrică in cadrul careia, consumatorii* de energie electrica achzitioneaza energie electrica pentru consumul propriu de la furnizorii *de energie electrica, În funcţie de domeniul de utilizare a energiei electrice consumate, clienţii finali se împart în două categorii:*

   a. Consumatori casnici

   b. Consumatori noncasnici

iii. **Piata de servicii de sistem,** este piata in cadrul careia Operatorul Sistemului Energetic (Transelectrica SA) achizitioneaza servicii de echilibrare a sistemului energetic. In aceasta piata, producatorii de energie electrica care au capabilitatea tehnica de a produce cantitati de energie electrica sau de a reduce productia pentru fiecare interval de timp de dispecerizare, urmare a unei comenzi operative primite de la Dispeceratul Energetic National (DEN), sunt recompensati atat pentru cantitatile de energie produse suplimentar cat si pentru cantitatile de energie electrica nelivrate in SEN urmare a comenzilor primite de la DEN.

In acest moment in piata de energie electrica din Romania nu exista posibilitatea de stocare a a energiei, prin urmare pentru fiecare interval de decontare de 15 minute trebuie sa existe un echilibru intre cantitatea de energie electrica produsa si cantitatea de energie electrica consumata. Rolul de mentinere al acestui echilibru il are Transelectrica SA prin Dispeceratul National.

Participanti la piata, roluri in piata

Producatori de energie electrica, au rolul de a produce cantitatile de energie electrica pentru asigurarea necesarului de consum al consumatorilor de energie electrica.

Din punctul de vedere al tehnologiilor folosite pentru producerea de energie electrica, productorii de energie electrica se impart in doua mari categorii:

1. **Producatori care utilizeaza tehnologii conventionale:**

   a. Producatori de energie electrica care functioneaza pe combustibili fosili (Complexul Energetic Oltenia [carbune], Romgaz [gaze naturale], Petrom [gaze naturale]);

   b. Producatori de energie electrica hidro de putere mare si medie (Hidroelectrica);

   c. Productori de energie electrica cu tehnologie nucleara (Nuclearelectrica).

Principala caracteristica a grupurilor energetice operate de catre acesti producatori este faptul ca au capabilitatatea de a produce energie electrica in mod predictibil, putand functiona dupa un program prestabilit (pot livra cantitati de energie contractate in fiecare interval de decontare).

2. **Producatori de energie electrica din surse regenerabile:**

    a. Producatori de energie solara. Energia solara este produsa urmare a conversie luminii solare in energie electrica prin intermediul efectului fotovoltaic. Cantitatea de energie electrica produsa in fiecare interval de decontare este depenedenta de cantitatea de lumina solara care este absorbita de panourile fotovoltaice;

    b. Productori de energie eoliana. Energia eoliana se obtine din conversia energiei cinetice a vantului in energie electrica prin intermediul turbinelor eoliene;

    c. Productori de energie care utilizeaza ca si combustibil biomasa;

Exceptand productorii de energie electrica din biomasa, caracteristica de baza a acestor producatori este faptul ca nu au capabilitatea tehnica de a produce energie electrica in mod controlabil, cantitatea de energie electrica produsa fiind dependenta de intensitatatea radiatiei solare sau de viteza vantului.

3. **Prosumatori:**

Acestia sunt producatori de energie electrica care utilizeaza cantitatile de energie electrica produsa, in principal, pentru acoperirea necesitatilor proprii de consum, iar cantitatile de energie electrica produse in excedent sunt livrate in sistemul energetic national (SEN).

Tehnologiile folosite de acesti producatori pentru productia de energie electrica pot fi conventionale (gaz, combustibili lichizi) sau regenerabile.

Conditia principala ca un productor sa fie incadrat in categoria de Prosumator este ca puntul de racord la reteaua electrica sa fie unic (atat pentru productie cat si pentru consum).

Operatori de retea

Operatorii de retea exploateaza si asigura mentenanta pentru infrastructura fizica de transport si distributie energie electrica care asigura transferul fizic al energiei electrice intre producator si consumator.

In functie de nivelul de tensiune la care functioneaza retelele operate acestia se impart in doua categorii:

- Operatori de retele de distributie energie electrica (tensiune de operare 110 kV, 20 KV, 10 kV, 0,4 kV);
- Operatorul retelei de transport, Transelectrica SA (400 kV, 220 kV).

Costul serviciilor de transport si distributie energie electrica se dermina pe baza unor tarife reglementate aprobate de catre Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei (ANRE).

Furnizori de energie electrica

Definitie: Furnizor de energie electrica = Persoana juridica, titular al unei licente de furnizare, care asigura alimentarea cu energie electrica a unuia sau mai multor consumatori, pe baza unui contract de furnizare.

Furnizorul de energie asigura integrarea comerciala a serviciilor necesare pentru a asigura decontarea energiei electrice consumata de catre consumator, avand in principal urmatoarele roluri:

- Achizitioneaza energie electrica de la producator;
- Contracteaza servicii de transport si distributie energie electrica cu operatorii de retea;
- Asigura prognoza de consum a consumatorilor proprii pentru fiecare interval de decontare (daca contractul de furnizare incheiat cu consumatorul nu prevede alceva);
- Isi asuma de regula responsabilitatea echilibrarii pentru consumatorii proprii in raport cu Operatorul de Sistem (Transelectrica);
- Asigura colectarea taxei de cogenerare de inalta eficienta;
- Cumpara de pe piata de certificate verzi, cantitatea de certificate verzi ce urmeaza sa fie facturata consumatorilor proprii, in conformitate cu reglementarile in vigoare;
- Factureaza consumatorului final cantitatea de energie electrica consumata si a serviciilor asociate in conformitate cu prevederile contractuale.

Consumatorul de energie electrica, in functie de scopul pentru care consuma energia electrica consumatorii de energie electrica se impart in doua categorii:

- Consumatori casnici
- Consumatori noncasnici.

Pretul de facturare al energiei electrice furnizata consumatorilor de energie electrica are urmatoarele componente:

- Pretul energiei electrice ca si marfa (negociat direct intre consumator si furnizor);
- Tariful de transport format din urmatoarele componente:
    - Tarif de injectie al energiei electrice in sistemul energetic (este achitat de catre producator catre Transelectrica);
    - Tarif de extractie al energiei electrice din sistemul energetic;
    - Tarif de servicii de sistem;
- Tarif de distributie al energiei electrice, diferentiat in functie de nivelul de tensiune al punctului de delimitare in proprietate al instalatiilor electrice ale operatorului de distributie si ale consumatorului si are urmatoarele componente:
    - Tarif de distributie pe inalta tensiune (IT, 110 kV);
    - Tarif de distributie pe medie tensiune (MT, 6, 10, 20 kV);

- Tarif de distributie pe joasa tensiune (JT, 0,4kV);

Tariful pe care il achita consumatorul este format prin insumarea componentelor

- Taxa de cogenerare de inalta eficienta conform reglementarilor in vigoare;
- Contravaloare certificate verzi conform reglementarilor in vigoare.

Principii de funcționare a pietei de energie electrica din Romania (interval de decontare, prognoza/consum realizat, modalitati de tranzactionare)

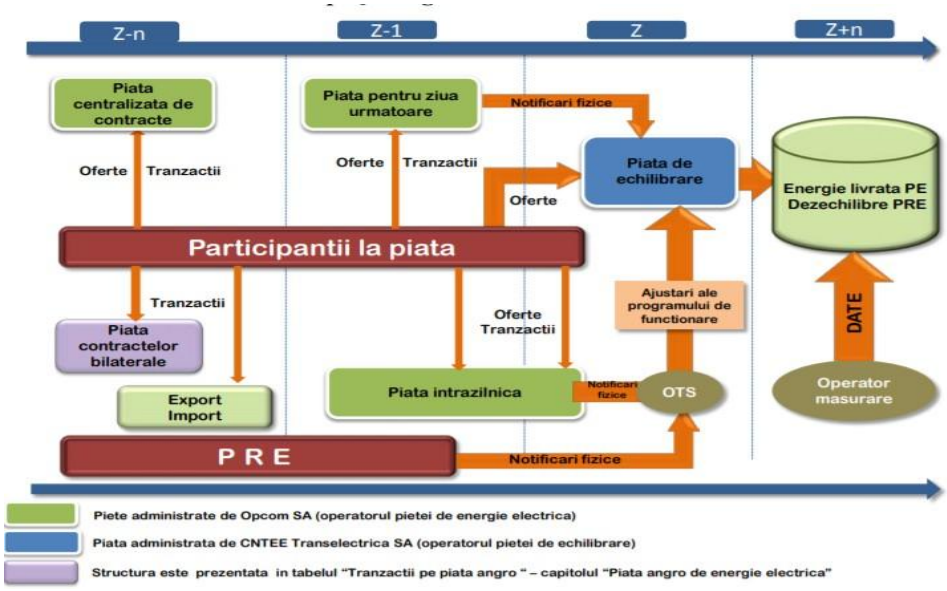
Energia electrica se tranzactioneaza pe piata angro din Romania pe intervale de decontare de cate 15 minute.

Vanzarea/cumparea de energie electrica pe piata angro se poate face prin negociere directa intre parti sau prin participare la pietele centralizate operate de catre OPCOM sau BRM:

- Piata contractelor bilaterale (PCCB, OTC), intervalele de timp pentru care se tranzactioneaza energia poate fi: 1 zi, 1 saptamana, 1 luna, trimestru, an. Pe piata contractelor bilaterale se tranzactioneaza produse standard, respectiv putere constanta 24 ore (banda/base load), putere constanta in orele de varf (peak load) sau putere constanta pentru un interval orar ales de vanzator;
- Piata pentru Ziua Urmatoare (PZU), interval minim de tranzactionare 1 ora;
- Piata intraday (astazi pentru astazi), interval minim de tranzactionare 15 minute.

Diferenta intre cantitatea de energie electrica produsa/consumata si prognoza de productie/consum transmisa operatorului de sistem (Transelectrica) pentru fiecare interval de 15 minute se numeste *„dezechilibru", costul aferent fiind suportat de cel care l*-a produs.

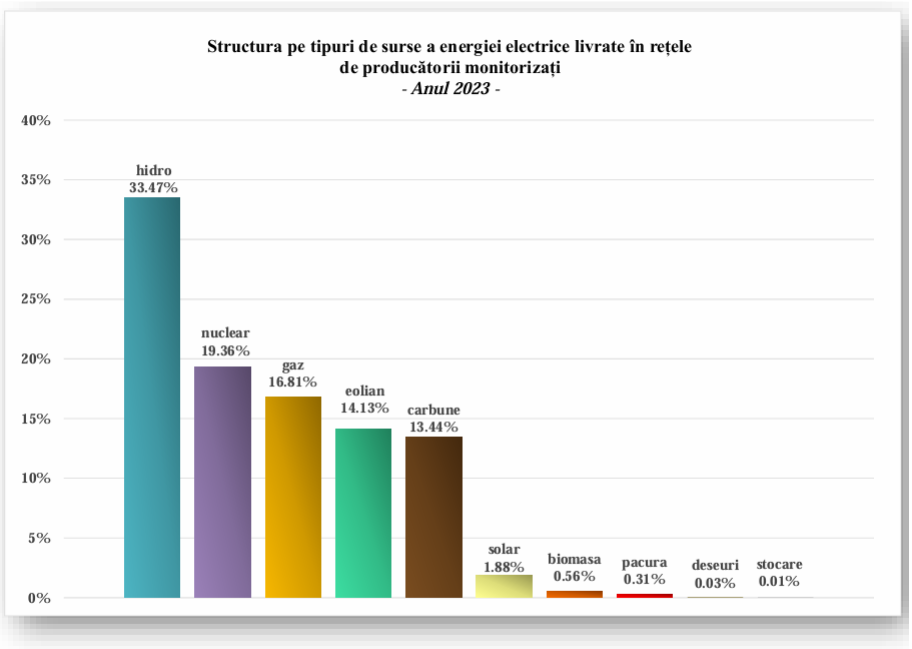
- Producatorul va achita direct catre Transelectrica valoarea dezechilibrelor produse dupa terminarea fiecarei luni calendaristice.
- Consumatorul va suporta costul dezechilibrelor prin intermediul furnizorului de energie electrica. De regula costul dezechilibrelor este inclus in pretul negociat al energiei electrice.



Reprezentare grafica a modului de functionare a pietei de energie

Piața de energie electrica

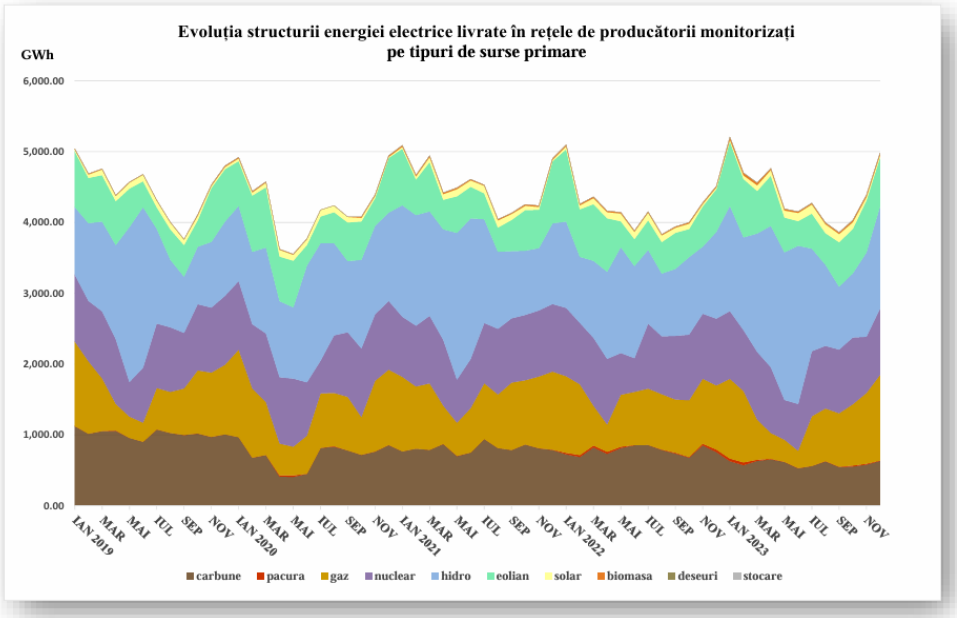
a. *Structura pe tipuri de surse primare a energiei electrice produse și livrate în rețele de producătorii monitorizați pentru anul 2023*



Sursa:Raportările lunare ale producătorilor monitorizați – prelucrare CMPEE

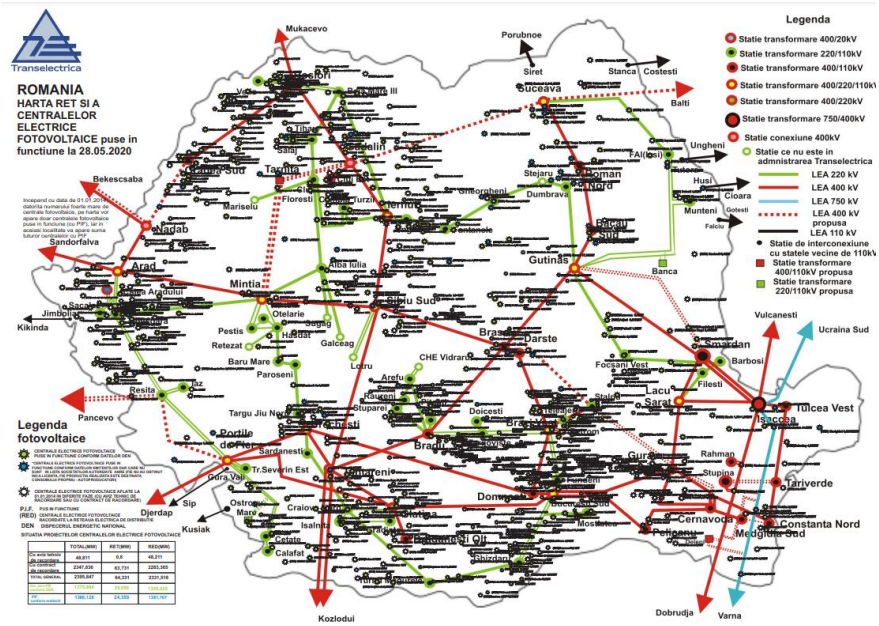
Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retele de producatori

b. Evolutia structurii lunare în ultimii 5 ani pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retea de producatori, conform Raportarile lunare ale producatorilor – Prelucrare CMPEE [1]



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor monitorizați – prelucrare CMPEE

Evolutia structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retea de producatori



Harta RET si a centralelor electrice fotovoltaice puse in functiune la 28.05.2020, conform rapoartelor Transelectrica

[1] Raport monitorizare piata de energie electrica – luna decembrie 2023, ANRE

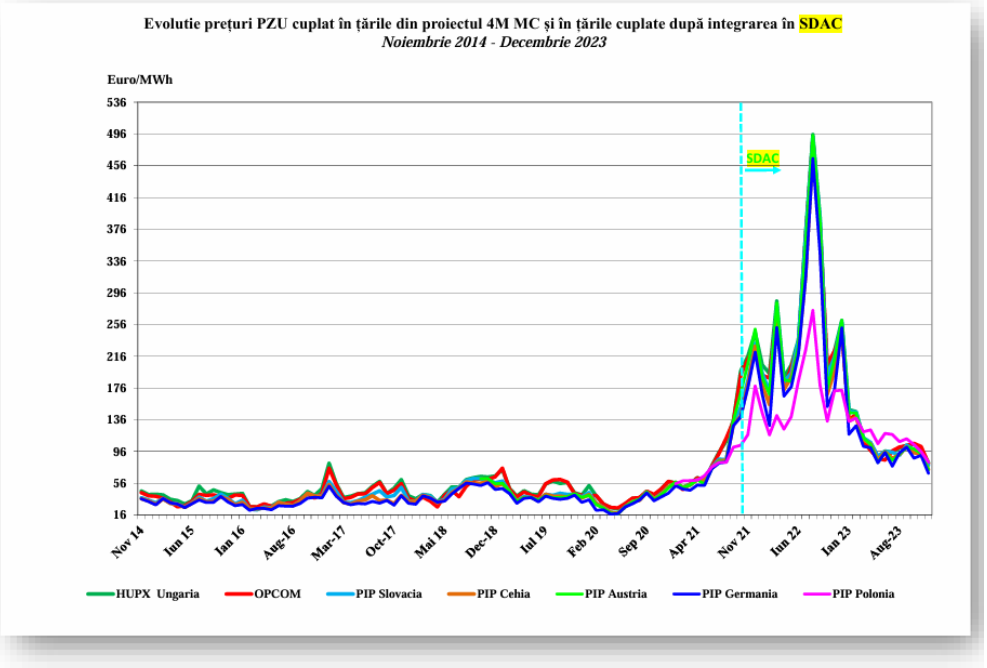
Conform competenţelor şi atribuţiilor stabilite prin Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A. (CNTEE Transelectrica SA) planifică dezvoltarea RET, ţinând seama de stadiul actual şi evoluția prognozată a consumului, parcului de producţie şi schimburilor de energie electrică şi elaborează la fiecare 2 ani un Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi, supus aprobării ANRE şi proprietarului reţelei.

Conform Planului de dezvoltare a RET 2020 - 2029, CNTEE Transelectrica S.A. a luat in considerare urmatoarele proiecte de dezvoltare a capacitatilor de productie cu impact major in RET:

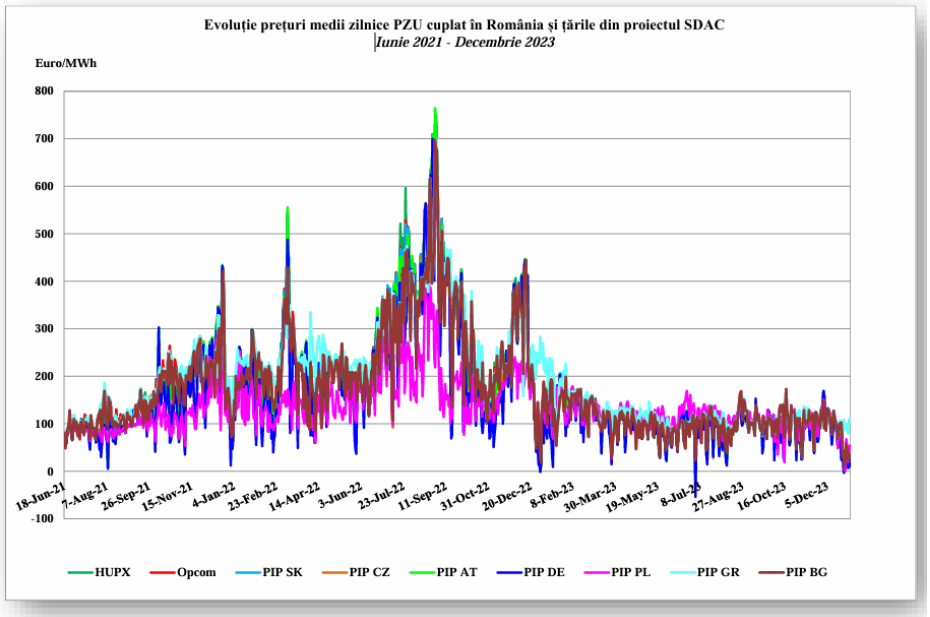
- *Punerea în funcţiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:*
  - *3500 MW până în 2024 și 4000 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;*
  - *3500 MW până în 2024 și 4300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil;*
- *Punerea în funcţiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:*
  - *1500 MW până în 2024 și 1800 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;*
  - *1500 MW până în 2024 și 2300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil.*

c. Evolutia preturilor stabilite pe piata angro

În graficele următoare este prezentată evoluția preţurilor spot medii lunare (primul), respectiv prețuri spot medii zilnice înregistrate pe PZU de țările membre ale proiectului Interim Coupling înainte și după momentul cuplării în cadrul proiectului pan-european SDAC (al doilea).

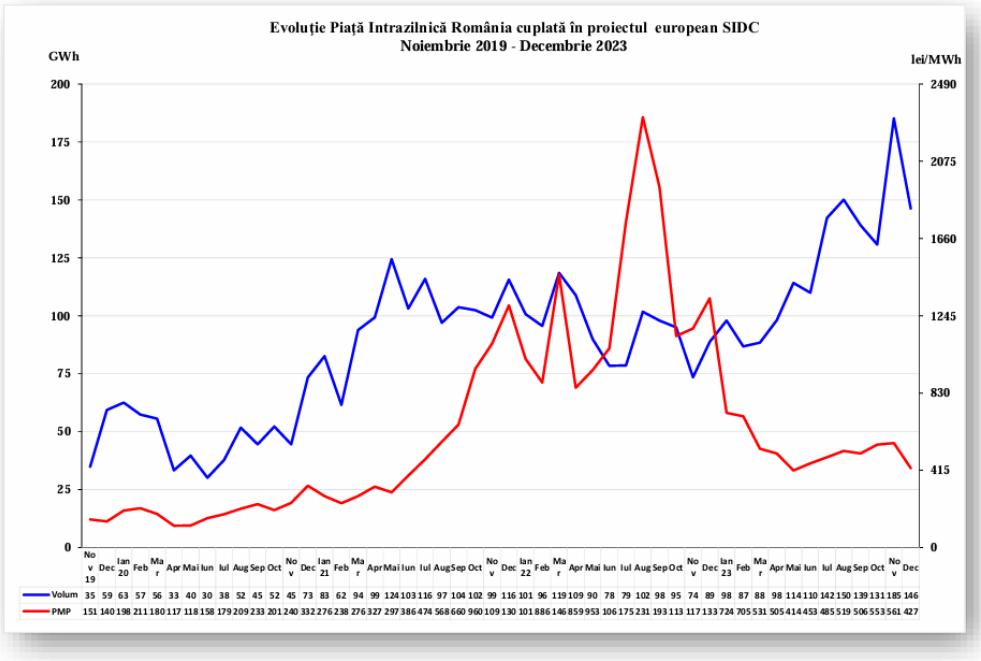


Sursa: Informații publicate pe platforma ENTSO-E (EMFIP) – prelucrare CMPEE



Sursa: Informații publicate pe platforma ENTSO-E (EMFIP) – prelucrare CMPEE

În graficul următor sunt prezentate volumul tranzacționat lunar și prețul mediu ponderat pe piața intrazilnică începând cu noiembrie2019, odată cu aderarea României la proiectul european SIDC.



Sursa: Date publice OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

*Pentru acoperirea diferenţelor dintre valorile planificate/contractate ale consumului şi respectiv producţiei şi valorile acestora apărute în timp real, operatorul de sistem (CNTEE Transelectrica S.A.) operează piaţa de echilibrare, "cumpărând" sau "vânzând" energie la preţurile margin*ale *determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili.*

Începând cu data de 1 februarie 2021 au intrat în vigoare modificări referitoare la funcționarea pieței de echilibrare și la decontarea dezechilibrelor, astfel au fost introduse următoarele:

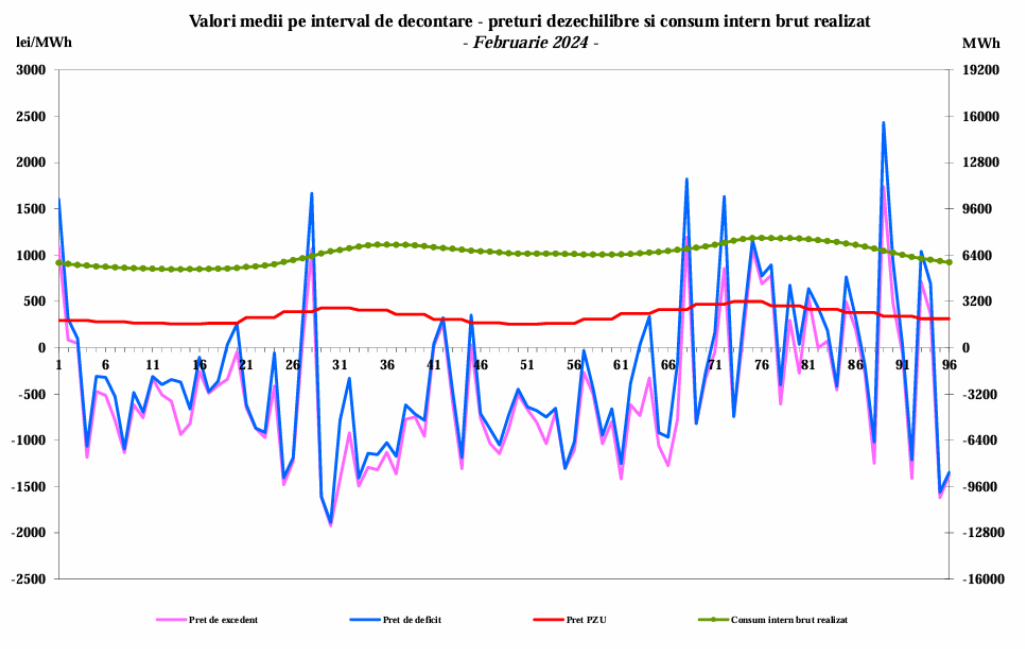
- intervalul de timp de 15 minute este interval de decontare;
- *prețul unic de dezechilibru ca metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, dar și a unei metode de calcul pentru prețuri duale de dezechilibru (preț de deficit și preț de excedent), pentru intervalele de decontare în care z*ona de dezechilibru este *aproape echilibrată și pentru care s-a apreciat că metoda prețului unic de dezechilibru nu este din punct de vedere economic cea mai eficientă metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.*

Reprezentarea alăturată a preţurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul unic de dezechilibru, preţul de deficit şi cel de excedent de energie rezultate din operarea PE), precum și a prețurilor de decontare împreună cu dezechilibrul SEN oferă imaginea de ansamblu a funcţionării corelate a acestor pieţe. Preţurile de decontare sunt aferente intervalului de decontare de 15 minute (primul grafic și al doilea grafic).

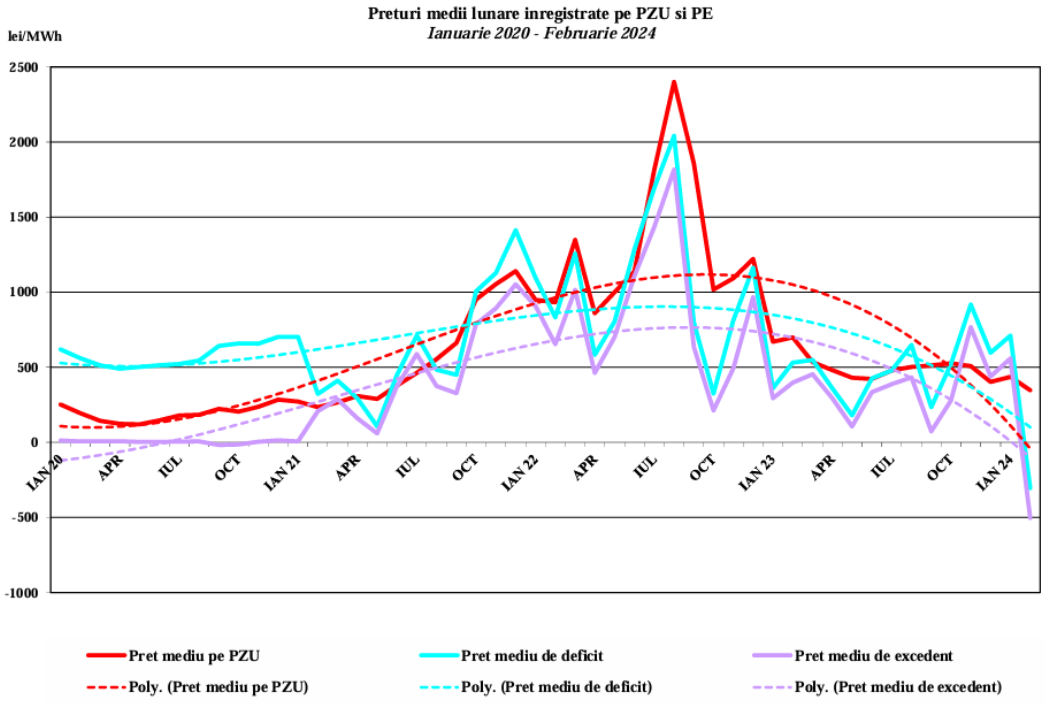
Începând cu luna februarie 2021, pentru a se asigura comparabilitatea informaţiilor pe perioade mai mari de timp, în intervalele în care s-*a aplicat pentru decontare prețul unic de dezechilibru valorile acestuia au fost atribuite atât prețului de excedent cât și celui de deficit.*

Valorile prețurilor pe intervale de decontare pentru deficit şi excedent au fost utilizate pentru prezentarea evoluției pe fiecare interval de decontare a preţurilor medii lunare comparativ cu consumul intern brut în luna curentă (al treilea grafic), precum și a evoluției prețurilor medii lunare realizate pe PE comparativ cu PIP PZU (ultimul grafic).

Valorile orare ale PIP PZU au fost prezentate comparativ cu prețurile înregistrate pe PE ca valori medii orare rezultate prin ponderarea volumelor aferente dezechilibrului SEN cu prețul unic de dezechilibru sau cu prețurile duale de dezechilibru, după caz (al patrulea grafic). În luna februarie *2024, au fost calculate prețuri duale de dezechilibru pentru 297 intervale de decontare, în toate celelalte intervale de decontare valoarea prețului unic de dezechilibru fiind diferită de zero.*



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. şi informaţiile publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A.– prelucrare CMPEE

Metode de vânzare (strategia de marketing)

Valorificarea cantitatilor de energie electrica produsa de catre Centrala Electrica Fotovoltaica, precum si a capacitatii de stocare a energiei electrice incluse in proiect se va face prin urmatoarele mijloace:

- Piata angro interna din Romania:
  - ✓ Contracte de tip PPA negociate direct;
  - ✓ Pietele centralizate operate de catre OPCOM SA.
- Export;
- Vanzare catre clientul final pe piata cu amanuntul.

Pieţele centralizate funcţionale în prezent sunt:

- *piaţa pentru ziua următoare (PZU) cu contraparte centrala OPCOM;*
- *piaţa intrazilnică (PI);*
- *cadrul organizat pentru tranzacţionarea în regim concurenţial a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), prin negociere continuă (PCCBNC);*
- *piaţa centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică* (PC-OTC);
- *piaţa de energie electrică pentru clienţii finali mari (PMC);*
- *Piața de echilibrare;*
- *Piața centralizată de servicii tehnologice de sistem (STS).*

Prezentăm câțiva indicatori de sinteză ce caracterizează bilanţul fizic al energiei electrice pentru luna decembrie 2023 comparativ cu luna anterioară și respectiv pentru anul 2023 comparativ cu anul anterior.

- GWh -

Nr. crt.	INDICATOR	Noiembrie 2023	Decembrie 2023	2022	2023
1	Energia electrică produsă (Pi > 5MW)[1]	4613,12	5250,38	53536,74	56034,13
2	Energia electrică livrată în rețea (Pi > 5MW)[1]	4386,41	4983,37	50626,43	53171,31
3	Schimburi comerciale pe direcția import (includ tranzite)[2]	1084,12	1342,68	8653,14	10088,60
4	Schimburi comerciale pe direcția export (includ tranzite)[2]	1102,98	1015,10	7406,52	13079,53
5	Consum intern realizat SEN[3]	4611,22	4930,32	57009,00	54258,00
6	Consumul clienților casnici[4]:	1145,12	1323,81	13494,41	13092,00
6.1	*- în regim concurențial*	818,98	953,69	9271,29	9338,34
6.2	*- în regim de SU*	325,03	368,94	4217,84	3740,68
6.3	*- în regim de UI*	1,11	1,18	5,29	12,97
7	Consumul clienților finali noncasnici[4]:	2767,15	2749,38	33695,97	33002,75
7.1	*- în regim concurențial*	2556,20	2538,14	31845,79	29372,76
7.2	*- în regim de SU*	-	-	11,04	-
7.3	*- în regim de UI*	210,95	211,24	1839,14	3629,99
8	CPT transport[5]	95,66	92,08	958,94	998,89
9	CPT distribuție[5]	418,64	567,86	4848,94	4795,69

Sursa : Raport ANRE Decembrie 2023

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei

Obiectivul principal al prezentului proiect este sa contributie la cresterea capacitatii de productie energie electrica din surse regenerabile prin construirea unei centrale electrice fotovoltaice cu o putere instalata de 3,5 MW, o instalatie de stocare energie electrica cu o capacitate de 0,8 MWh, *împrejmuiri și instalații electrice aferente racordării la rețea a centralei fotovoltaice construită de la* zero (greenfield).

Echiparea centralei electrice fotovoltaice cu o Instalatie de stocare energie electrica de 0,8 MWh va permite o operare comerciala mai previzibila a CEF si o prognoza de productie cu precizie imbunatatita.

Investiţia propune realizarea unei CEF (Centrala Electrica Fotovoltaica) cu o putere instalată de 3,5 MW si a unei Instalatii de stocare energie electrica de 0,8 MWh.

Prin realizarea investiţiei, se doreşte ca Societatea PARC TERMO 2022 *SRL, odată cu punerea în funcțiune a noilor capacităţi de producţie, să valorifice suprafaţa de teren ale carei drepturi de* utilizare *le deține și să participe activ la realizarea obiectivelor politicilor și strategiilor naționale în domeniile energie și mediu printr-un aport consistent de energie electrică din SRE, reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera și creșterea nivelului securității energetice la nivel național.*

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma *unei centrale fotovoltaice având o putere instalată* 4002 *kWp, se urmărește acoperirea unei ponderi din consumul anual de energie electrică cu o energie curată, cu impact de mediu nul.*

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiţiei publice „ CONSTRUIRE CENTRALA ELECTRICA FOTOVOLTAICA, "CEF PARC TERMO 2022 *SRL",* Infiintare parc fotovoltaic, imprejmuire teren:

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) o 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 și a Consiliului privind promovarea *utilizării energiei din surse* regenerabile;

d) *implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr.* 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;

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

f) *creşterea producţiei de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele* Pactului verde european ca strategie de *creștere sustenabilă a Europei și de combatere a schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris și 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 și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a* cadrului pentru atingerea *neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel* târziu în 2050, a unui echilibru la *nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul* Uniunii, *astfel încât să* se *ajungă la* zero emisii *nete până* la acea *dată;*

i) *decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN) prin utilizarea de noi capacități de producție a* energiei electrice descentralizate;

j) *punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor* regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Indicatorii de realizare urmăriți prin implementarea proiectului sunt:

- Indicatorul I.1 Capacitate *operațională suplimentară instalată* de producerea energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro
- Indicatorul I.2 Reducerea gazelor cu efect de *seră: Scădere anuală estimată*a gazelor cu efect *de seră*
- Indicatorul I.3 *Producţia* medie de energie din surse regenerabile
- Indicatorul I.4 *Producția totală* de energie din surse regenerabile pentru perioada *de referință*
- Indicatorul I.5 Factorul de capacitate al centralei

Definițiile indicatorilor

Indicatorul I.1 = Capacitatea *suplimentară instalată* pentru energia din surse regenerabile *datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată* la *rețea, dacă* este cazul, *și* complet *pregătită să producă* energie sau care produce deja energie). Capacitatea de *producție* este *definită* drept *„puterea electrică maximă netă", astfel cum* este *definită de* Eurostat.

Notă: La nivel de proiect, acest indicator *reprezintă* capacitatea nou *instalată* de producere a energiei din surse regenerabile *eoliană, solară sau hidro.*

În cazul energiei *produsă din sursă regenerabilă solară, acest* indicator *reprezintă* capacitatea nou *instalată obținută prin însumarea puterii din invertoare (puterea în curent în curent alternativ).*

Formula de calcul: *Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în* MW.

Indicatorul I.2 = *Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze* cu *efect de seră* la *sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse* regenerabile cu *producția* de energie din surse regenerabile.

Formula de calcul: *Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de* vedere a emisiilor de *gaze cu efect de seră, în* echivalent tone de CO_2.

Se calculează parcurgând următorii pași:

1. *Se calculează producția 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, 2100 h/an pentru energie eoliană, 2400 h/an pentru energie hidro și 5256 h/an pentru celelalte tehnologii);*
2. *Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală medie de energie electrică se*

înmulțește cu factorul de emisiide CO_2 *mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile* calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2020.

Factorul de emisii de CO_2 *mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare* MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO_2/MWh.

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

Metodologie de calcul*: Producția de energie din surse regenerabile conform capacității* instalate, *calculată cu programe de specialitate, monitorizată* prin rapoartele anuale ale operatorilor *înregistrați* și statistici oficiale.

Indicatorul I.4 = *Producția totală* de energie *electrică* din surse regenerabile pentru perioada de *referință*

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

Indicatorul I.5 = Factorul de capacitate al centralei

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

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

Proiectul isi *propune construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată la sol in extravilanul* orasului Ludus, Judetul Mures.

Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară și va livra energia produsă către SEN

Pentru realizarea obiectivului de investitii s-au identificat mai multe optiuni tehnice, dintre care vom analiza in continuare urmatoarele scenarii tehnico economice:

Varianta/ Opțiunea/ Scenariul 1

- **Structura de montaj a panourilor fotovoltaice fixa cu un unghi de inclinare fata de sol de 25º – 35º grade (unghiul de inclinare final va fi stabilit in faza de proiect tehnic astfel incat sa nu existe riscul de umbrire a panourilor fotovoltaice).**
- Orientarea panourilor fotovoltaice catre Sud, azimut zero,
- Panouri fotovoltaice monocristaline bifacial sau echivalente 600 - 620 Wp (tipul de panou fotovoltaic va fi stabilit in faza de proiect tehnic;
- Invertor 100 kVA sau echivalent (numarul de invertoare si tipul va fi stabilit in faza de proiect tehnic, cu respectarea puterii maxime stabilite prin Avizul tehnic de racordare);

- Posturi de transformare 0,4/20 kV – cu putere totala de 4000 kVA;
- Punct de conexiune 20 kV.
- Instalatie de stocare energie electrica cu capacitate de 0,8 MWh

Nota: Calculele au fost facute utilizand un panou fotovoltaic cu o putere de 600 Wp, **unghi de inclinatie fata de sol de 35º**.

Varianta/ Opțiunea/ Scenariul 2

- **Structura de montaj a panourilor fotovoltaice mobila de tip tracker cu o singură axă pe directia N-S**.
- Panourile vor fi montate orizontal pe structura de montaj urmand sa se roteasca de la est la vest in functie de pozitia soarelui pe cer,
- Panouri fotovoltaice monocristaline (half-cut) 600 - 620 Wp (tipul de panou fotovoltaic va fi stabilit in faza de proiect tehnic);
- Invertor 100 kVA(numarul de invertoare si tipul va fi stabilit in faza de proiect tehnic, cu respectarea puterii maxime stabilite prin Avizul tehnic de racordare);
- Posturi de transformare 0,4/20 kV - 4000 kVA;
- Puncte de conexiune 20 kV.
- Instalatie de stocare energie electrica cu capacitate de 0,8 MWh

Nota: Calculele au fost facute utilizand un panou fotovoltaic cu o putere de 600 Wp, instalat pe structura de tip traker.

3.1. Particularităţi ale amplasamentului:

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafaţa terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietăţii sau titlul de proprietate, servituţi, drept de preempţiune, zonă de utilitate publică, informaţii/obligaţii/constrângeri extrase din documentaţiile de urbanism, după caz);

Suprafata de teren pe care va fi amplasata centrala electrica fotovoltaica(CEF) este situat in extravilanul municipiului Ludus, judetul Mures, este inscris in CF 61712 LUDUS, nr.cad.61712 este proprietatea dnei. Csiki Eniko. Suprafata terenului alocat proiectului este de de 55.600 mp.

In vederea realizarii proiectului centralei electrice fotovoltaice a fost incheiat un contract de inchiriere pe o durata de 30 ani in favoarea societatii PARC TERMO 2022 SRL, contractul de inchiriere pe o durata de 30 ani fiind inscris in CF nr. 61712.

b) relaţii cu zone învecinate, accesuri existente şi/sau căi de acces posibile;

Amplasamentul se invecineaza cu:

- N, E, V, S – terenuri Agricole

Accesul la amplasament pe cale rutiera se face din drumul european E60 prin drumul comunal DC96 si drumuri de exploatare agricole, frecventa si natura acceselor la obiectivul proiectat nu va genera probleme pentru circulatia locala din zona si nici un impact major asupra mediului natural.

c) orientări propuse faţă de punctele cardinale şi faţă de punctele de interes naturale sau construite;

In vederea maximizarii productiei de energie din surse regenerabile, structurile suport pentru montarea panourilor fotovoltaice vor fi orientate in directia Sud in cazul Scenariului 1 analizat, respectiv Est – Vest in cazul Scenariului 2.

d) surse de poluare existente în zonă;

In zona de amplasare nu sunt surse de poluare

e) date climatice şi particularităţi de relief;

Judetul Mures se afla in sectorul de climat continental-moderat de dealuri si paduri precum si in sectorul climei de munte cu urmatorul specific: veri mai calduroase si ierni lungi si reci, cu precadere in zonele montane din nord-estul judetului. In partea de vest a judetului climatul are nuante mai aride, verile fiind in general mai secetoase si mai calde.

Precipitatii medii anuale – intre 600 si 1000mm

Temperatura aerului:

- Medie multianula intre 6 – 9 ^{o}C
- Medie minima intre -3 si -6 ^{o}C
- Medie maxima intre 16 si 20 ^{o}C

Incarcarea din zapada, conform Normativ CR-1-1-3-2012, este de 1,5 kN/mp

f) 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 sau de protecţie;*
- *terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională;*

In zona de amplasare a obiectivului de investitii nu exista retele de utilitati care trebuie relocate, nu exista interferente cu monumente istorice, situri arheologice, zone protejate, nu exista terenuri *care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională;*

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând: (*extras din "STUDIU GEOTEHNIC nr.*2233/2023*" realizat* de catre Terra Drill SRL, Ernei, jud. Mures)

I.INTRODUCERE

Amplasamentul este situat în extravilanul localității Luduș, jud. Mureș, în suprafață de 55.600 mp, fiind identificat conform CF nr. 60281/Luduș. Se intenționează construirea unei capacități pentru generare și stocare a energieii electrice (panouri fotovol*taice, stație electrică, invertoare), posturi de transformare, împrejmuiri, rețele interioare de transport energie electrică.*

*Pentru identificarea stratificației locale și a parametrilor geotehnici principali, s-*au executat 10 (zece) foraje geotehnice la adâncimea de *-3,00 cu prelevare de probe. Lucrările de investigație în teren, analizele și* metodologiile de calcul adoptate s-a*u efectuat în conformitate cu standardele și normativele în vigoare, dintre care menționăm:*

- SR EN 1997-*1/2013 EUROCOD 7: Proiectare geotehnică* - Partea 1. Reguli generale
- SR EN 1997-2/2010 EUROCODE 7: Proiectare geotehnica – *Partea 2. Investigarea și încercarea* terenului
- SR EN ISO 14688-*1/2018: Cercetări și încercări geotehnice. Identificarea și clasificarea pamânturilor – Partea 1. Identificare și descriere*
- SR EN ISO 14688-*2/2018: Cercetări și încercări geotehnice. Identificarea și clasificarea pământurilor* - Partea 2. Principii pentru o clasificare
- STAS 1242/4-*85 Cercetări prin foraje executate în pământuri*
- STAS 3300/2-*85 Calculul terenului de fundare în cazul fundării directe*

Elaborarea studiului respectă prevederile "Normativului privind întocmirea și verificarea documentațiilor geotehnice pentru construcții", indicativ NP 074/2022.

II. DATE GENERALE

2.1. Date geografice-geomorfologice

Terenul investigat se află în partea vestica *a localității Luduș.* Din punct de vedere *geografic/geomorfologic se află în Culoarul Mureșului. Culoarul Mureșului formează limita între podișul Târnavelor la sud și Câmpia Transilvaniei la nord, poziționat pe zona de terasă a Mureșului.*

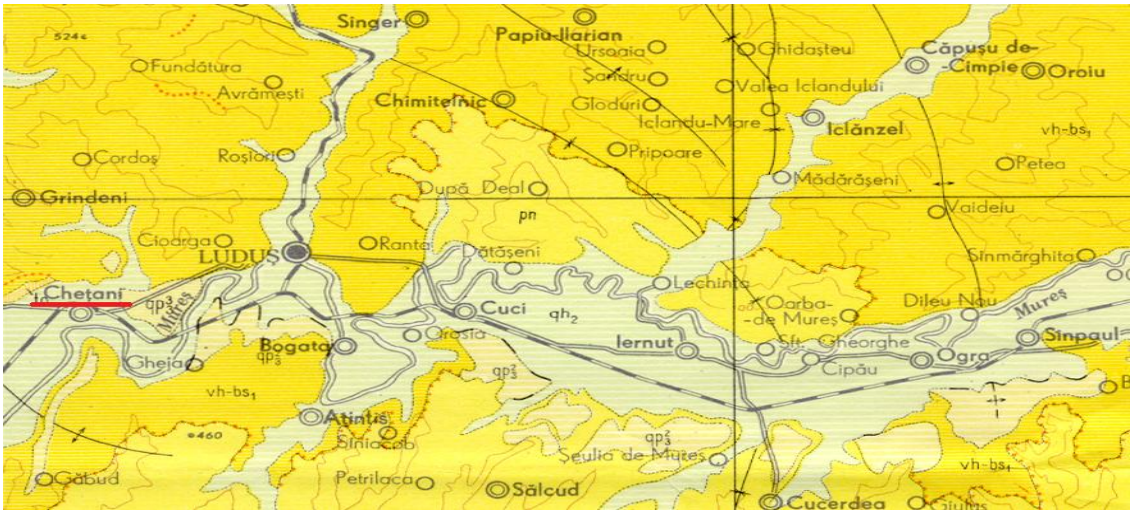
*Terenul este ușor înclinat, fără denivelări sau deformații semnificative, încadrându-*se în grupa *condițiilor geomorfologice simple.*

2.2. Geologia zonei

Rocile de bază din zonă sunt reprezentate prin argile marnoase în alternanţă cu nisipuri şi tufuri, la care se adaugă nisipuri şi pietrişuri caracteristice luncii. Grosimea acestora depăşeşte 1.200 m şi sunt aşezate pe un fundament cristalin. Ca vârstă aparțin Sarmațianului (roca de bază). Sub aspect tectonic, regiunea corespunde zonei centrale de domuri şi brahianticlinale cu strate puţin înclinate (1º-8º)

În Culoarul Mureşului apar depozite sedimentare cuaternare (holocen superior), alcătuite din depozite de terasă (pietrişuri şi nisipuri), vale (aluviale), pantă (deluviale), conuri de dejecţie (proluviale) şi acumulări şi surpări de teren.

Forajele executate pe amplasament au interceptată sedimente specifice de terasă, (argile nisipoase, argile prăfoase, nisipuri).



Extras din hartă geologică a României IGR foaia Tg. Mureș – scara 1 :200000

2.3. Apa subterană

În conformitate cu morfologia regiunii, principalul factor hidrologic în regiune îl constituie râul Mureș, formând zona de luncă și terase bine dezvoltate. În acest context se pot urmări în zonă acumulări importante a apelor freatice și unele mici acumulări lenticulare în zonele de versant. Din punct de *vedere hidrochimic, apele Mureșului în acest sector aparțin grupei bicarbonate*-calcice.

În forajele executate, apa subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații în forajele F8 și F9. Menționăm că nivelul hidrostatic poate suferi oscilații sezoniere influenţate de cantitatea de precipitaţii şi de nivelul apei râului Mureş.

2.4. Climatul zonei

Precipitații medii anuale – între 600 si 1000 mm.

Temperatura aerului: - *medie multianuală între 6 si 9 ºC.*

- *medie minimă între -3 și* -6 ºC.

- *medie maximă între 16 și 20 ºC.*

Încarcarea din zăpadă, conform Normativ CR-1-1-3-2012, este de 1,5 KN/m² .

Valorile presiunii de referinţă a vântului, conform normativului CR-1-1-4-*2012, mediată pe 10 minute, la 10 m, având 50 ani intervalul mediu de recurenţă, este de 0,4 kPa, iar intensitatea medie* a vânturilor la scara Beaufort are valoare de 2,0 – 2,4 m/s.

Conform STAS 6054-*77 adâncimea de îngheț a terenului natural este de 80*-90 cm.

2. 5. Seismicitatea regiunii

Conform SR 11100/1-*93 privind macrozonarea seismică a teritoriului României, perimetrul studiat se situează in zona de gradul* 7_1 (scara MSK).

*Zonarea pentru seisme cu intervalul mediu de recurenţă al magnitudinii IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani (conf. "Cod de proiectare seismică - Partea I", indicativ P 100-*1/2013), include zona la ag = 0,15g *(acceleraţia terenului pentru proiectarea constucţiilor la starea limită ultimă) şi* Tc = 0,7 sec *(perioada de control / colţ a spectrului de răspuns pentru componentele orizontale ale mişcării seismice).*

III. SINTEZA INFORMAȚILOR OBȚINUTE DIN INVESTIGAREA TERENULUI

3.1. Condiții tehnice – geologice

Pentru cercetarea terenului de fundare de pe amplasament, s-au executat 10 (zece) foraje *geotehnice, utilizând o instalație de foraj Nordmeyer Geotool, în sistem mecanic, percutant, uscat.* Forajele s-*au efectuat până la adâncimea de -3,00 m, față de cota 0,00 nivel teren. Stratificația este următoarea:*

F1

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal

0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-galbenă, plastic vârtoasă*

F2

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal

0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă* cafeniu-*galbenă, plastic vârtoasă*

F3

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal

0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafenie, de la -1,50 m devine galbenă, plastic vârtoasă*

F4

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal

0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-galbenă, plastic vârtoasă*

F5

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal

0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

F6

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal

0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

F7

0,00 ÷ 0,50 m – Sol vegetal

0,50 ÷ 2,10 m – *Argilă prăfoasă cafenie, plastic consistentă*

2,10 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă galbenă, plastic vârtoasă*

F8

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal

0,40 ÷ 2,70 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

2,70 ÷ 3,00 m – *Nisip prăfos galben, mediu îndesat*

Apa *subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații la* -2,80 m.

F9

0,00 ÷ 0,50 m – Sol vegetal

0,50 ÷ 2,50 m – *Argilă nisipoasă galbenă, plastic consistentă*

2,50 ÷ 3,00 m – *Nisip prăfos galben, mediu îndesat*

Apa subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații la -2,50 m.

F10

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal

0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

3.2. Principalii parametri geotehnici:

Argilă prăfoasă/argilă nisipoasă

-umiditatea (W)-16÷33 %

-indice de plasticitate(Ip)- 15÷23%

-*indicele de consistență(Ic)*- 0,79÷0,89

-indicele porilor(e) -0,64÷0,89

-*unghiul de frecare internă φ = 14÷16° (orientativ*-STAS 3300-1-85)

-coeziunea c = 23÷30 kPa (orientativ-STAS 3300-1-85)

-*modul de deformație liniară E = 10.000÷12.000 kPa (valori orientative*-STAS 3300-1-85)

-Pconv=230÷240 kPa

IV. ÎNCADRAREA LUCRĂRII ÎN CATEGORIA GEOTEHNICĂ

Conform normativului **NP 074/2022** *parametrii de calcul ai riscului geotehnic sunt următorii:*

Condiții de teren	*Teren bun de fundare*	2
Apa subterană	*Fără epuismente*	1
Categoria de importanță	*Normală*	3
Vecinătați	*Fără riscuri*	1
Zona seismică	*ag = 0,15*	2
Risc geotehnic	***Total puncte***	**9**

Lucrarea se încadrează în categoria geotehnică nr.1– risc geotehnic redus

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

- caracteristici tehnice şi parametri specifici obiectivului de investiţii;

- varianta constructivă de realizare a investiţiei, cu justificarea alegerii acesteia;

- echiparea şi dotarea specifică funcţiunii propuse.

*Toata energia electrică debitată de centrala fotovoltaică, este introdusa in rețeaua electrica si vândută pe piața de energie electrică. În perioada când centrala nu funcționează utilizatorul folosește energia electrică pentru serviciile proprii prin trans*formatorul de servicii interne racordat in *cadrul aceluiași ansamblu la RED (Rețeaua Electrică de Distribuție). Punctul de racordare al sistemului fotovoltaic la rețeaua electrica va fi la medie tensiune.*

Modul de conectare al panourilor fotovoltaice între ele și conectarea acestora la invertoare se va stabili in cadrul proiectului de instalație de utilizare (producere si consum) si va face obiectul unei documentații de proiectare separată ce va fi pusă la dispoziția OD (Operatorului de Distribuție) în momentul racordării centralei fotovoltaice la RED conform Regulamentului de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

Instalația solară fotovoltaică cuprinde următoarele componente principale:

1) **Module fotovoltaice** *sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Modulele fotovoltaice utilizate sunt alcătuite din celule fotovoltaice din siliciu* monocristalin. Panourile fotovoltaice vor respecta standardele tehnice si de si*guranță.*

După transportul, depozitarea și instalarea panourilor, se va proceda la verificarea și completarea prealabilă a acestora, înainte de trecerea la montarea lor si conectarea instalațiilor după cum urmează:

- *verificarea vizuala a integralității panoului si a aspectului fizic a acestuia*
- *se vor verifica parametrii tehnici ai fiecărui panou conform specificațiilor producătorului,* inainte de montarea acestora si conectarea lor.

2) **Invertoare de putere** sunt echipamente care au rolul principal de a transforma tensiunea *continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei. Invertoare de putere utilizate* sunt *invertoare de putere trifazate unidirecționale.*

3) **Instalatia de stocare energie electrica** are posibilitatea de a se incarca atat din energia produsa de centrala fotovoltaica cat si din retea si sa livreze energia inmagazinata in momentele in care centrala electrica fotovoltaica nu produce(noaptea sau in momentele zilei in care radiatia solara scade). Prezenta instalatiei de stocare va permite realizarea unor prognoze de productie cu un grad de precizie mai mare si va duce la micsorarea dezechilibrelor generate de centrala.

4) **Structură de montaj** module fotovoltaice are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice de *suprafața de montaj constituită de solul locației. Structura de montaj cuprinde piese metalice din otel si aluminiu dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului.*

5) **Tablourile electrice** *din cadrul instalației solare fotovoltaice asigură aparatele de comutație și aparate de protecție și/sau măsură specifice instalațiilor fotovoltaice.*

6) **Rețelele de cabluri electrice** *din cadrul instalației solare fotovoltaice cuprind cablurile de energie pozate în trasee subterane până la racordarea instalației electrice fotovoltaice în postul de* transformare.

7) **Instalația de legare la pământ** *din cadrul instalației solare fotovoltaice cuprinde conductoare și piesele de realizare a legăturilor echipotențiale între elementele metalice aferente instalației solare fotovoltaice și conductoarele și piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementelor metalice aferente instalației solare fotovoltaice.*

8) **Instalația electrică de curenți slabi** *cuprinde cablurile de date și echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate și sistemului de comandă și control al* invertoarelor de putere instalate.

9) **Instalația de protecție împotriva supratensiunilor și trăsnetului** *cuprinde Instalația interioară de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) și Instalația de protecție împotriva trăsnetului (IPT) Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) este reprezentată de descărcătoarele modulare de protecție la supratensiuni de comutație și/sau de comutație și trăsnet (SPD), tip 2 sau tip 1+2 instalate în cadrul invertoarelor de putere trifazate unidirecționale și/sau tablourilor electrice* aferente C*entralelor Electrice Fotovoltaice. Elementele instalației interioare de protecție împotriva trăsnetului sunt dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice fiecărei instalații. Instalația exterioară de protecție împotriva trăsnetului (IPT). Calculul de risc pentru protecția panourilor fotovoltaice se realizează în conformitate cu Normativul I7-*2011 din care rezulta ca nu este *necesara instalarea unui astfel de sistem de protecție.*

10) **Sistemul Video de Securitate** cuprinde stâlpii pe care se vor monta camerele video, se *conectează si se alimentează. Se montează sistemul de comunicare la distanta in incinta CEF cat si la sediul beneficiarului. Instalația de supraveghere video, va cuprinde: camerele de supraveghere, unitatea de monitorizare a imaginilor, dispozitiv de transmitere la distanță a imaginilor, memorie de stocare HDD, calculator PC cu softul necesar înregistrării și controlului manual cât și automat capabil să gestioneze traficul de date, cât și controlul de la distanță al camerelor de supraveghere* video.

Sistemul de alarma antiefractie, va cuprinde o centrală de comandă și control a zonelor monitorizate, senzori de mișcare pentru exterior, la porți, cât și în zonele cu risc ridicat, bariere perimetrale de exterior, ce vor înconjura toată suprafața acoperită de instalația fotovoltaică.

11) **Dotări NPM și PSI** *cuprind semnele și indicatoarele pentru securitatea și sănătatea în muncă, specifice echipamentelor și instalațiilor utilizate, instalate în condițiile specifice fiecărei instalații și materialele de stingere a incendiilor sau cu alt caracter special care* se vor instala în *locuri care să nu împiedice libera circulație, atât în condiții normale cât și în caz de pericol, instalate în condițiile specifice fiecărei instalații.*

Producerea energiei electrice din sursa regenerabilă solară presupune instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) pe suprafețele disponibile în cadrul locației. Grupurile generatoare fotovoltaice sunt reprezentate de ansamblul module fotovoltaice – invertor de putere. Alegerea *suprafețelor pentru instalarea grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) a fost realizată având în vedere următoarele limitări:*

1. *Se adoptă soluții de amplasare a modulelor fotovoltaice care să asigure utilizarea optimă a* sursei solare;
2. *Se adoptă soluții modulare de grupare a generatoarelor fotovoltaice, soluții care trebuie să asigure lungimi minime ale rețelei electrice de utilizare;*
3. *Se asigura accesul la toate elementele de construcții și instalații în perioada de construire cât și în perioada de exploatare.*

Scenarii propuse:

Parametrii	**Scenariul 1**	**Scenariul 2**
Suprafață disponibilă de teren [m^2]	55.600	55.600
Tip panou [Wp]	600 – 620 (600Wp in simulari)	600 – 620 (600Wp in simulari)
Eficienta panou	>22%	>22%
Tip invertor	Descentralizat	Descentralizat
Azimut [°]	0°	variabil
Unghi înclinare [°]	25°-35°(35° in simulari)	variabil (traker o singura axa)
Dispunere	Portret	Portret
Număr panouri [buc.]	6670	5040
Numar Invertoare [buc]	35	27
Putere instalată c.c. [kWp]	**4,002**	**3,024**
Putere instalată c.a. [kW]	**3,500**	**2,700**
Raport cc/ca	**1.143**	**1.120**
Productie energie electrica [MWh/an]	**4,646**	**4,031**
Productie specifica [kWh/kW/an]	**1,161**	**1,333**
Instalatie de stocare energie electrica [MWh]	**0,8**	**0,8**

3.2.1. Prezentare variantă / soluția/ opțiunea 1

Amenajarea CEF PARC TERMO 2022:

Locația din tema de proiectare, situată la coordonatele (Latitudine/Longitudine): 46.473783, 24.052871, este un teren preponderent orIzontal.

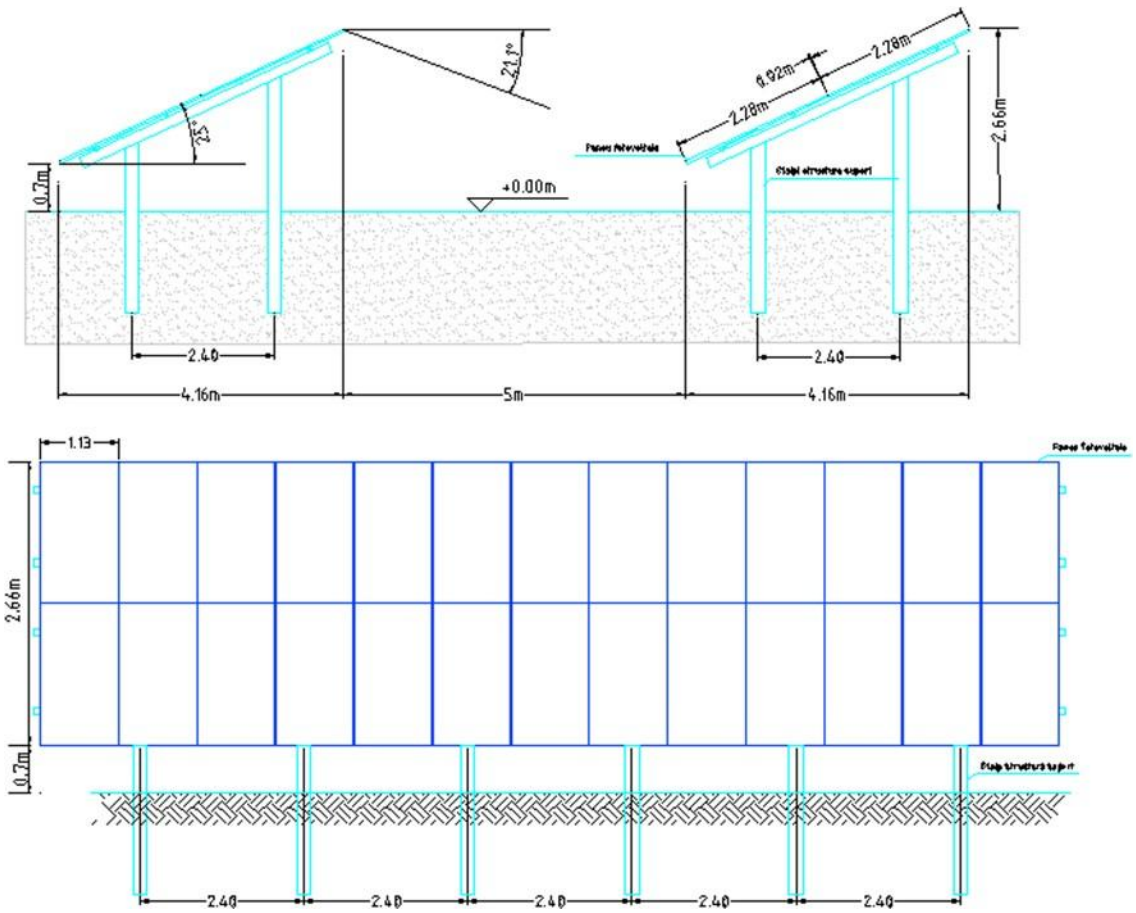
Pe acest teren se vor monta un număr corespunzator de panouri fotovoltaice amplasate conform *planului de situație, pentru o putere instalată de aproximativ* 4,002 MWp.

Descrierea soluției tehnice

- panourile fotovoltaice vor fi monocristalin, sau echivalent;
- structura de montaj va fi fixa, orientata spre sud;

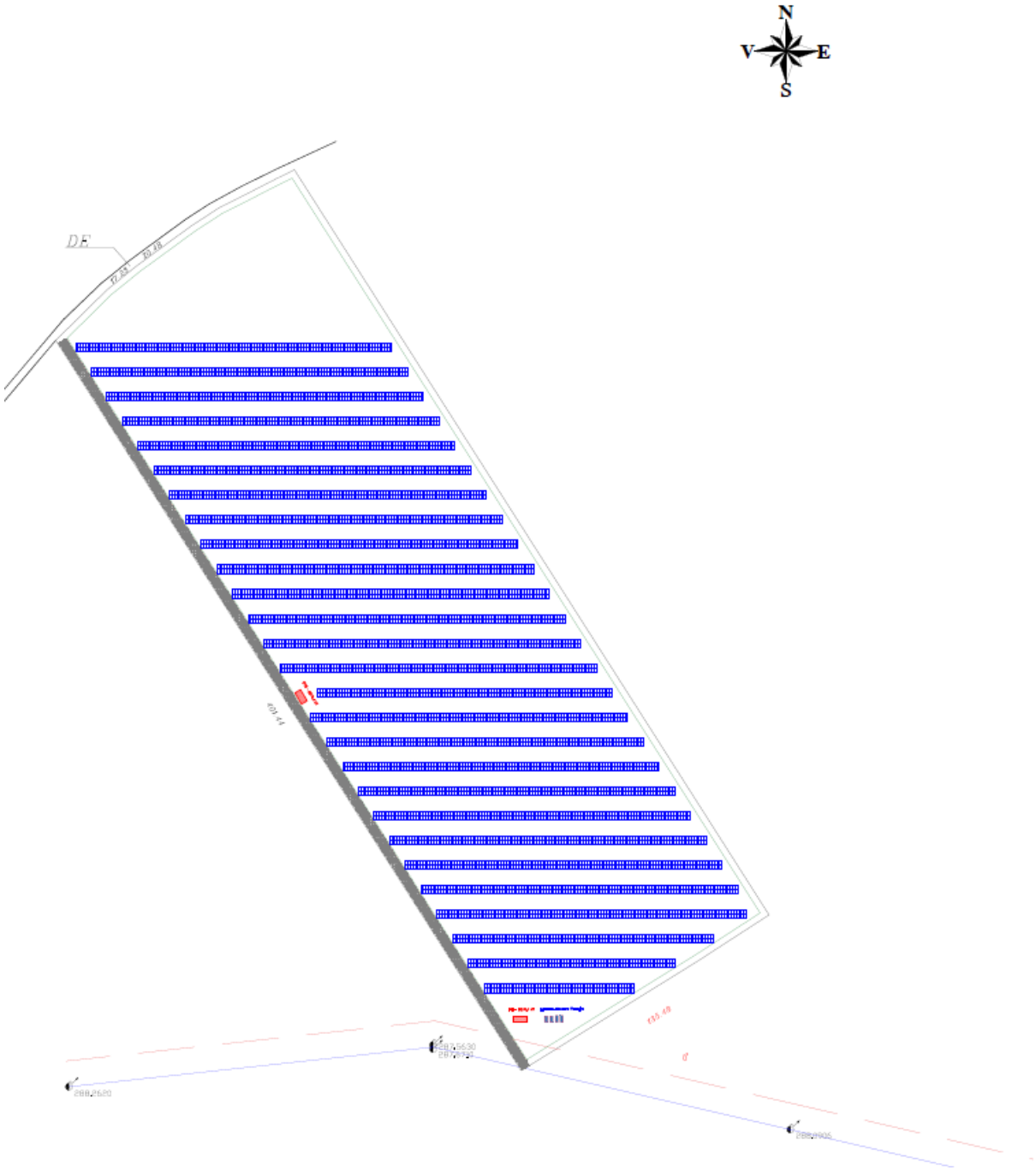
Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electrică și *livrării* în sistemul de *distribuție* a energiei electrice, începând de la sursele de *energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ.* **Modulele fotovoltaice vor fi instalate prin intermediul structurii de montaj pe panta sudică (unghi de azimut 0° și înclinare 25°-35°) aferent structurii de montaj**. La intrarea *(tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate unidirecționale se vor instala la* exterior, pe structura pe care se vor instala modulele, prins in spatele structurilor *modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere* trifazate *unidirecționale* se vor racorda în tablouri electrice *distribuție* invertoare (TED INV) al CEF, *amplasate lângă invertoare și care se vor monta asemănător cu invertoarele. Din Tablourile electrice distribuție invertoare (TED INV) al CEF se vor poza cabluri de* energie pana in postul de transformare 0.4/20 kV.

Vedere laterală a structurii de montaj(exemplu):





Amplasarea modulelor fotovoltaice – vedere în plan:



Date generale ale soluției tehnice analizate:

- structura de montaj fixa, orientare spre sud, inclinare cuprins inte 25°- 35°
- panouri solare model Trinasolar Vertex N_TSM-NEG19RC.20, sau echivalent;
- invertoare model Huawei SUN2000-100KTL-M2, sau echivalent;
- Instalatie de stocare formata din 4 module LUNA 2000-200KWH (Huawei) sau

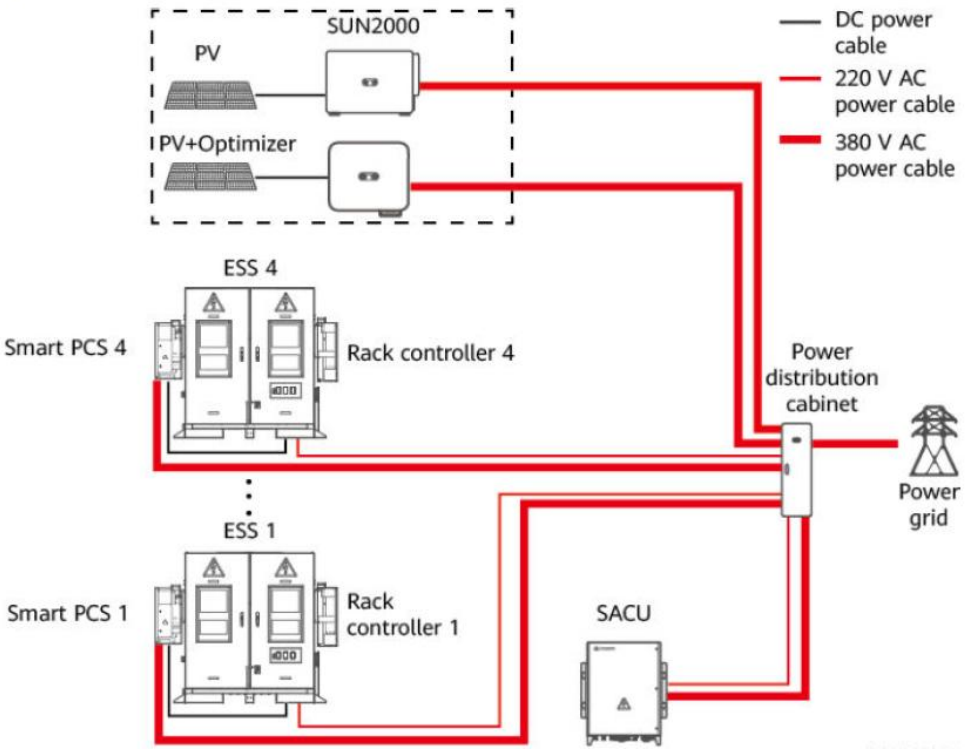
echivalente

- estimarea de *producție* au fost realizate cu ajutorul soft-ului specializat PVGis luand in considerare un unghi de inclinatie al panourilor fata de sol de 35° pentru panouri fotovoltaice de 600Wp.

- Rezultatele *simulării:*

- puterea instalata in panouri (Pi CC): 4,002 MWp;
- puterea instalata in invertoare (Pi CA): 3,5 MW;
- raportul CC/CA: 1,143;
- *producția* specifica (yield): 1161 kWh/kWp/an
- *producția* anuala estimata in primul an: 4.646 MWh/an;

Schema de pricipiu simplificata a CEF:



- PV – Panouri fotovoltaice
- SUN 2000 – invertor
- ESS – Instalatie de stocare energie electrica
- Smart PCS – invertor instalatie de stocare

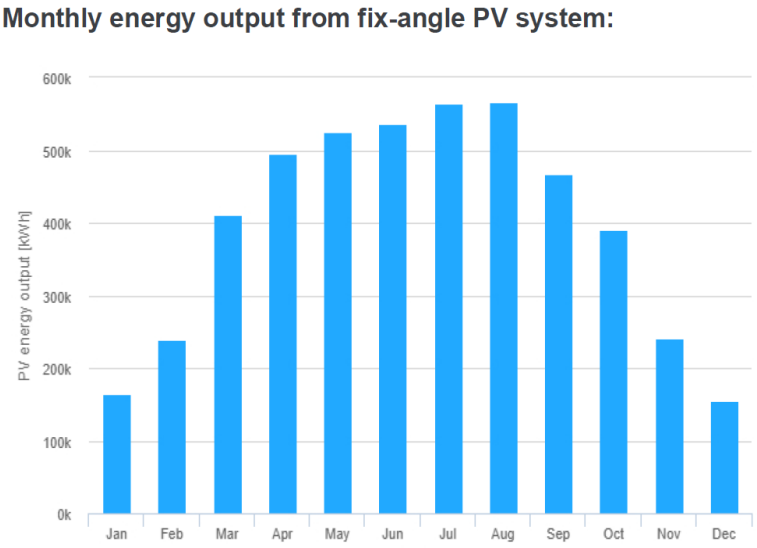
Conform raportului PVGis si a fiselor tehnice ale panourilor fotovoltaice rezulta urmatoarele date de productie energie electrica:

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	0	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	0	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	0	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**
Degradare anuală	*%*	0	0.00%	1.00%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	*%*	0	100.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,553.21**	**4,535.00**	**4,516.86**	**4,407.91**	**4,390.27**	**4,462.87**	**4,445.02**	**4,337.80**
Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani)	***Mwh/an***	**0**	**4,370.37**								
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	***MWh***	**0**	**87,407.42**								

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**
Degradare anuală	*%*	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	*%*	97.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**4,320.45**	**4,391.89**	**4,374.33**	**4,356.83**	**4,339.40**	**4,322.04**	**4,304.76**	**4,200.92**	**4,184.12**	**4,167.38**	**4,150.71**

Notă: Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani) a fost calculată ținând cont de factorii de degradare anuală a instalației conform indicațiilor producătorilor, precum și de gradul de disponibilitate a instalației – fără perioadele de intervenție pentru mentenanță, întreținere și reparații periodice si capitale.

Productia lunara de energie electrica in primul an este prezentata in graficul de mai jos:



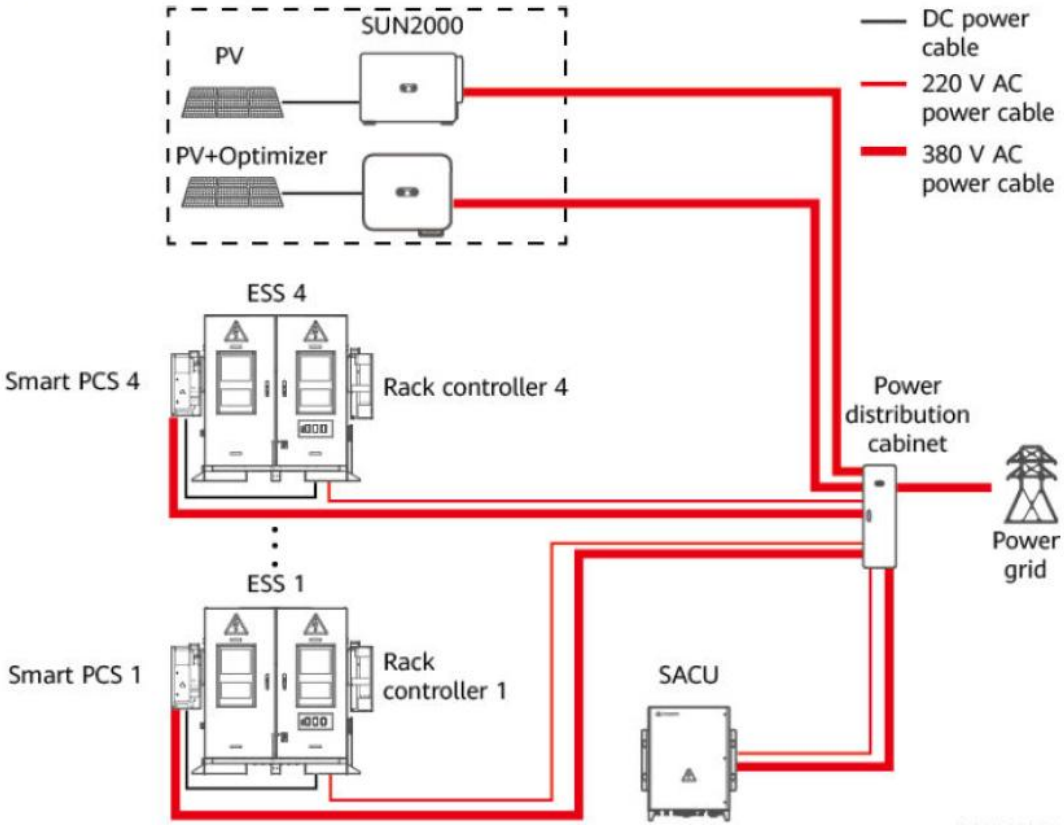
3.2.2. Prezentare variantă / soluția/ opțiunea 2 (Module fotoelectrice monocristaline in montaj mobil (tracker) mono-axial

Descrierea soluției tehnice

- panourile fotovoltaice vor fi monocristalin , sau echivalent ;
- structura de montaj va fi tracker cu o *axă;*

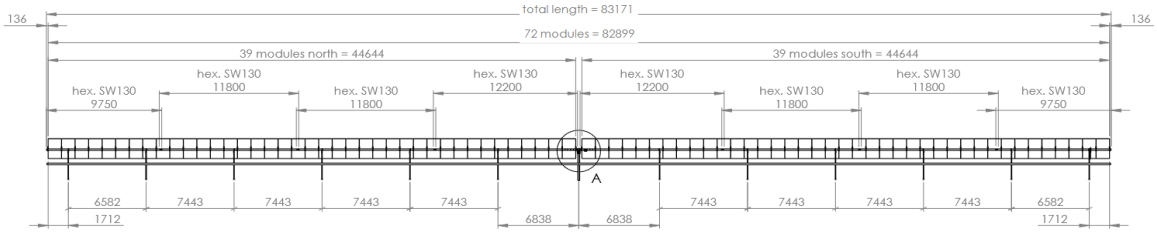
Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electrică și livrării în sistemul de *distribuție* a energiei electrice, începând de la sursele de *energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ.* **Modulele fotovoltaice vor fi instalate prin intermediul structurii de montaj mobile de tip tracker cu o singură axă, cu un panou vertical**. *La primarul (tensiune continuă) a invertoare de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri* de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate *unidirecționale* se vor instala la exterior, pe structura pe care se vor instala modulele, prins in spatele structurilor modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune *alternativă)* invertoarelor de putere trifazate *unidirecționale se vor racorda în tablouri electrice distribuție invertoare (TED INV) al CEF, amplasate lângă invertoare și care se vor monta asemănător cu invertoarele. Din Tablourile electrice distribuție invertoare* (TED INV) al CEF se vor poza cabluri de energie pana in postul de transformare 0.8/20 kV.

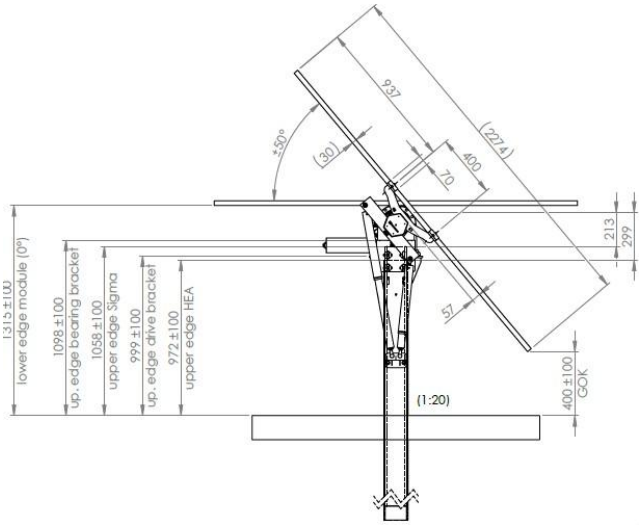
Schema de pricipiu simplificata a CEF:

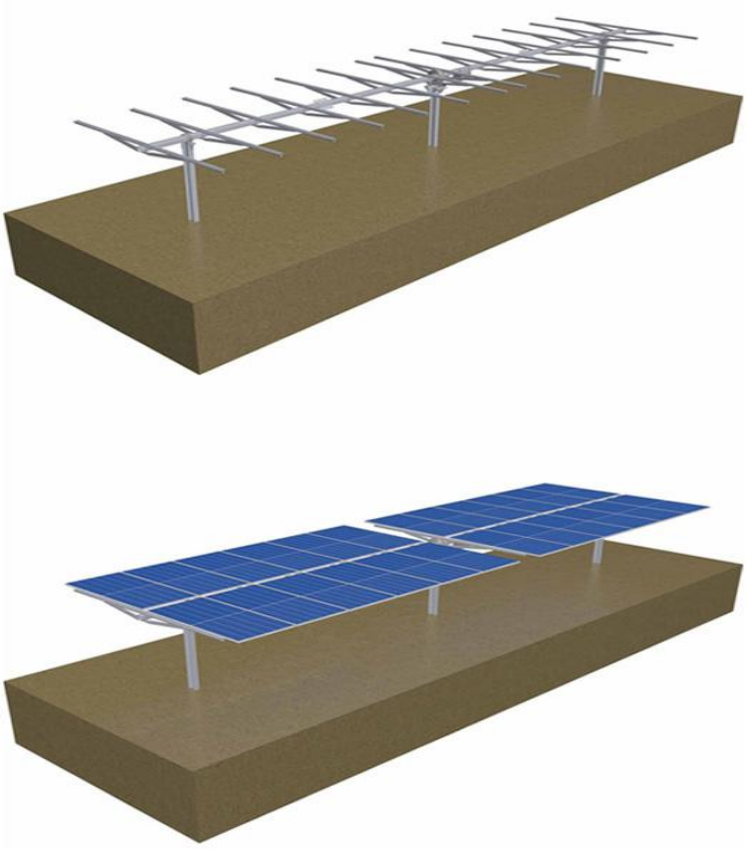


- PV – Panouri fotovoltaice
- SUN 2000 – invertor
- ESS – Instalatie de stocare energie electrica
- Smart PCS – invertor instalatie de stocare

Vedere laterală a structurii de montaj(exemplu):

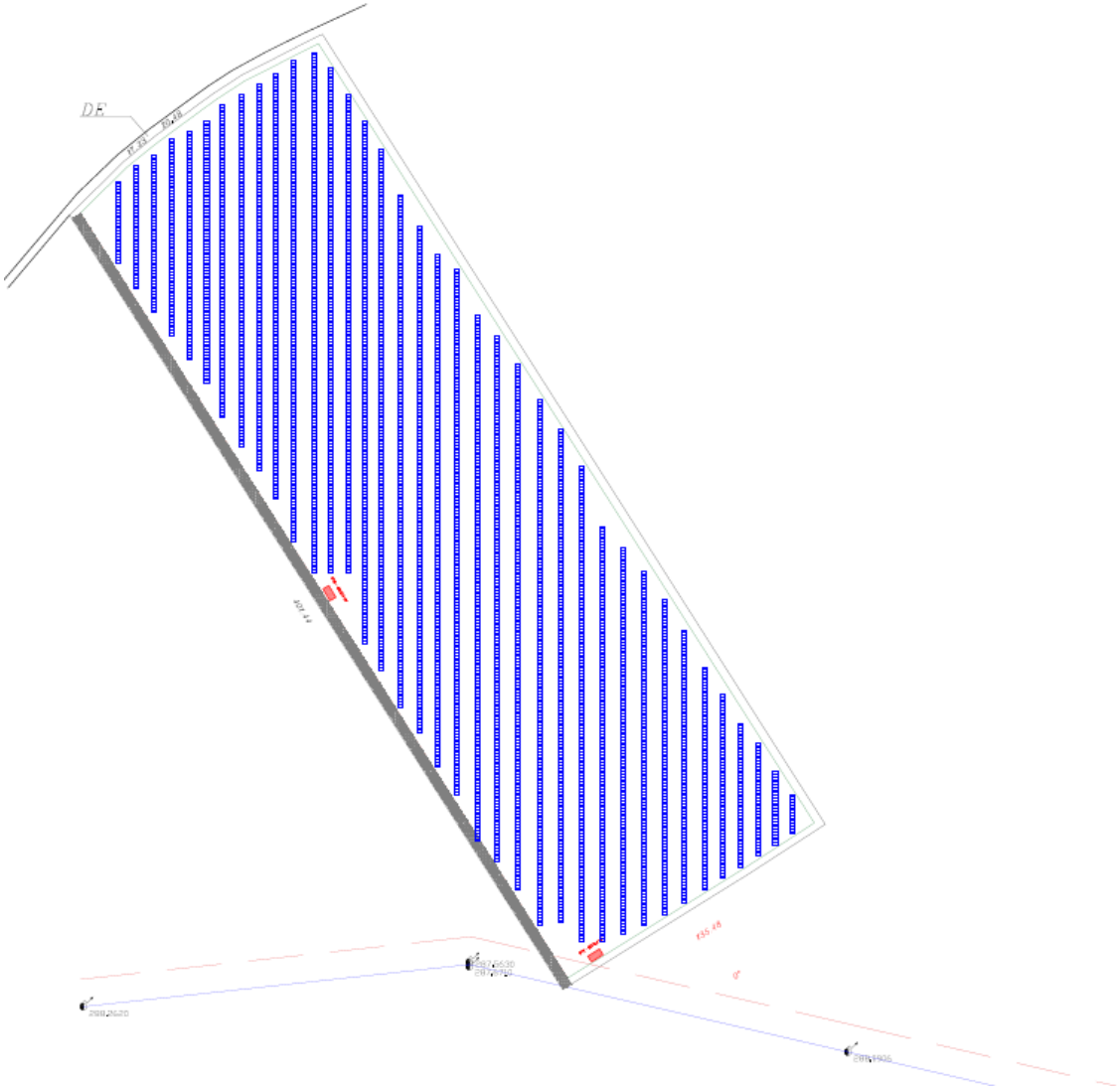






Exemplu structura tracker

Amplasarea modulelor fotovoltaice – vedere în plan:



Date generale ale soluției tehnice:

- structura de montaj tracking cu o *axă,* cu un panou vertical;
- panouri solare model Trinasolar Vertex N_TSM-NEG19RC.20, sau echivalent;
- invertoare model Huawei SUN2000-100KTL-M2, sau echivalent;
- Instalatie de stocare formata din 4 module LUNA 2000-200KWH (Huawei) sau echivalente

- *estimarea de producție au fost realizate cu ajutorul soft*-ului specializat PVGis
- Rezultatele *simulării:*

    - puterea instalata in panouri (Pi CC): 3024 MWp;
    - puterea instalata in invertoare (Pi CA): 2,7 MW;
    - raportul CC/CA: 1,12;
    - *producția* specifica (yield): 1333 kWh/kWp/an;

- *producția* estimata în primul an: 4.031 MWh/an;

La soluția tehnica folosind tracking pe o axa se observa atât o scădere a capacității instalate cât și a productiei anuale, raportat la varianta cu structura fixa.

Acest rezultat negativ se *datorează distanței insuficiente dintre rândurile de panouri, ceea ce provoacă umbriri semnificative intre panouri.*

Pentru a obține rezultate mai bune este necesara o suprafața de teren semnificativ mai mare, care sa asigure o distanta mai mare intre rânduri si instalarea unui număr mai mare de panouri.

Concluzia este că pentru această centrala fotovoltaică soluția cu tracking conduce la o cantitate mai mică de energie produsă pe aceeași suprafață de teren.

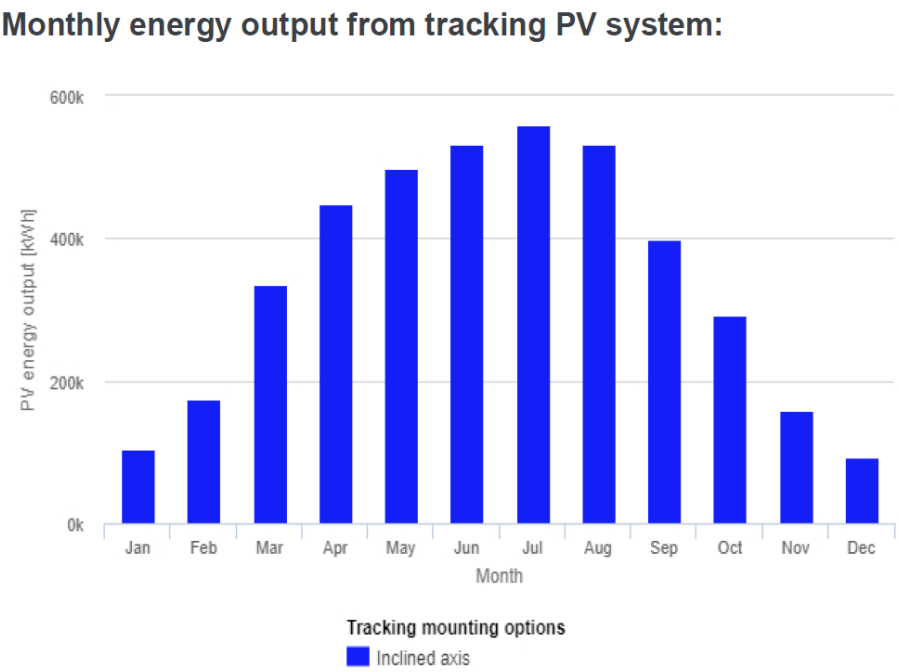
Conform raportului PVGis si a fiselor tehnice ale panourilor fotovoltaice rezulta urmatoarele date de productie energie electrica:

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	0	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	0	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	0	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**0**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**
Degradare anuală	*%*	0	0.00%	1.00%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	*%*	0	100.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**4,031.01**	**3,950.79**	**3,934.99**	**3,919.25**	**3,824.71**	**3,809.41**	**3,872.41**	**3,856.92**	**3,763.88**
Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani)	***Mwh/an***	**0**	**3,792.14**								
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	***MWh***	**0**	**75,842.89**								

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	0	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	0	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	0	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**0**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**
Degradare anuală	*%*	0	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate *instalație*	*%*	0	97.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**3,748.83**	**3,810.82**	**3,795.58**	**3,780.39**	**3,765.27**	**3,750.21**	**3,735.21**	**3,645.11**	**3,630.53**	**3,616.01**	**3,601.55**

Energy Design Office S.R.L.
Cluj-Napoca, Bd. 1 DECEMBRIE 1918, Nr. 60A
CIF: RO 46458708, RC: J12/4214/2022.
Tel:+40 724 323 774, +40 743 058 861
office@energydesign.ro

Productia lunara de energie electrica in primul an este prezentata in graficul de mai jos:



Tinand seama de rezultatele simulatilor PVGis pentru cele doua scenarii analizate se consideră că varianta 1 reprezintă un scenariu tehnic adecvat pentru dezvoltarea centralei fotovoltaice pe amplasamentul studiat și se propune analiza acestei variante tehnice constructive și din prisma implicațiilor economice și financiare.

3.3. Costurile estimative ale investiţiei:

Investiția pentru realizarea centralei electrice fotovoltaice (CEF) cuprinde următoarele:

1. **Inginerie:**

Ingineria reprezintă conceptul tehnic al CEF, alegerea echipamentelor principale, realizarea layout-*ului centralei si estimarea producției.*

Tot in această etapa vor mai fi realizate:

- *Teste de sol (sau teste de smulgere) prin care se vor determina mai precis forțele necesare* pentru stabilitatea structurii de montaj. Pe baza rezultatelor acestor teste si a studiului geotehnic se va proiecta si realiza structura de montaj, astfel încât sa *reziste la încărcările specifice zonei, la vânt si încărcarea cu zăpadă;*
- *Proiectul tehnic de execuție;*

- Marcajul topografic al terenului.

2. Procurare echipamente principale:

- panourile fotovoltaice;
- structura de montaj a panourilor;
- invertoarele.

3. Construcție:

- *organizarea de șantier;*
- *lucrările civile;*
- *construcția mecanica:*
  - instalarea structurii de montaj;
  - instalarea panourilor;
  - instalarea transformatoarelor;
  - *instalarea cutiilor de joncțiuni;*
  - instalarea transformatoarelor;
  - *lucrările pe Curent Continuu:*
  - *instalarea șirurilor;*
  - *conectarea șirurilor la invertoarelor;*
  - *lucrările pe Curent Alternativ:*
  - *conectarea invertoarelor la cutiile de joncțiuni;*
  - *conectarea cutiilor de joncțiuni la transformatoare;*
  - conectarea transformatoarelor la punctul de conexiune;
  - instalarea sistemului de monitorizare;
  - *teste si măsurători conform cu EN62446;*
  - *punere in funcțiune;*
  - site / project management;
  - *protecția muncii;*
  - *asigurarea calității;*
  - *realizarea documentației tehnice.*

4. Conectarea la rețea:

Pentru conectarea la rețea a CEF PARC TERMO 2022 s-a obtinut avizul tehnic de racordare cu nr. 7030331118449/25.01.2023 de la operatorul de distributie *Distribuție Energie Electrică* România.

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

	EURO(nu include TVA)	Lei (nu include TVA)
Cost estimat varianta 1	2.916.193,32	14.488.523,29
Cost estimat varianta 2	2.814.279,77	13.982.186,19

1 EURO = 4,9683 RON
Nota: Costul estimat include neprevazute 0.5 % si cheltuieli marja de buget pentru ajustarea pretului 25%

Deviz General Scenariul 1

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investitii
CEF Parc Termo 2022 - Scenariul 1

1 EURO = 4,9683 lei

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală (fără TVA)	TVA	
		[LEI]	[LEI]	[LEI]
0	1	3	5	7 =3+5
1	**Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului**			
1,1	*Obținerea terenului*	0,00	0,00	0,00
1,2	Amenajarea terenului	99.366,00	18.879,54	118.245,54
1,3	*Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea la starea iniţială*	124.207,50	23.599,43	147.806,93
1,4	*Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților*	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**223.573,50**	**42.478,97**	**266.052,47**
2	**Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiții**			
	Total capitol 2	**420.300,85**	**79.857,16**	**500.158,01**
3	**Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică**			
3,1	Studii	***37.262,25***	***7.079,83***	***44.342,08***
	3.1.1 Studii de teren	24.841,50	4.719,89	29.561,39
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	4.968,30	943,98	5.912,28
	3.1.3 Alte studii specifice	7.452,45	1.415,97	8.868,42
3,2	***Documentații-suport și cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii***	***9.936,60***	***1.887,95***	***11.824,55***
3,3	***Expertizare tehnică***	***0,00***	***0,00***	***0,00***
3,4	***Certificarea performanței energetice şi auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranţă rutieră***	***37.262,25***	***7.079,83***	***44.342,08***
3,5	Proiectare	***187.801,74***	***35.682,33***	***223.484,07***
	3.5.1.Temă de proiectare	3.974,64	755,18	4.729,82
	3.5.2 Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00

	3.5.3. Studiu de fezabilitate/ *Documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general*	54.651,30	10.383,75	65.035,05
	3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	39.746,40	7.551,82	47.298,22
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	14.904,90	2.831,93	17.736,83
	3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	74.524,50	14.159,66	88.684,16
3,6	Organizarea *procedurilor de achiziție*	***7.452,45***	1.415,97	8.868,42
3,7	*Consultanță*	***168.922,20***	32.095,22	201.017,42
	3.7.1. Managementul de proiect pentru *obiectivul de investiţii*	119.239,20	22.655,45	141.894,65
	3.7.2. Auditul financiar	49.683,00	9.439,77	59.122,77
3,8	*Asistență tehnică*	***68.065,71***	***12.932,48***	***80.998,19***
	3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	*34.778,10*	*6.607,84*	*41.385,94*
.	*3.8.1.1 pe perioada de execuţie a lucrărilor*	17.389,05	3.303,92	20.692,97
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control *al lucrărilor de execuţie, avizat de către* Inspectoratul *de Stat în Construcţii*	17.389,05	3.303,92	20.692,97
	3.8.2. Dirigenţie de şantier	*28.319,31*	5.380,67	33.699,98
	3.8.3. Coordonator în materie de *securitate și sănătate* – conform *Hotărâre nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare*	*4.968,30*	943,98	5.912,28
	Total capitol 3	**516.703,20**	98.173,61	614.876,81
4	**Cheltuieli pentru investiţia de bază**			
4,1	*Construcţii şi instalaţii*	149.049,00	28.319,31	177.368,31
4,2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice *şi funcţionale*	409.884,75	77.878,10	487.762,85
4,3	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj*	9.256.199,98	1.758.678,00	11.014.877,98
4.3.1	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj,* ELIGIBILE	7.656.199,98	1.454.678,00	9.110.877,98
4.3.2	Utilaje, *echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj,* NEELIGIBILE	1.600.000,00	304.000,00	1.904.000,00
4,4	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj și* echipamente de transport	124.207,50	23.599,43	147.806,93
4,5	*Dotări*	74.524,50	14.159,66	88.684,16
4,6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**10.013.865,73**	**1.902.634,49**	**11.916.500,22**
5	**Alte cheltuieli**			
5,1	*Organizare de şantier*	***186.509,98***	***35.436,90***	***221.946,88***

	5.1.1. Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	141.218,96	26.831,60	168.050,56
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului	45.291,02	8.605,29	53.896,32
5,2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	***122.911,72***	***0,00***	***122.911,72***
	5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii (0.5% din 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 5.1.1, 5.1.2)	54.221,25	0,00	54.221,25
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, *urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii (0.1% din 1.2, 1.3, 1.4, 2,* 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 5.1.1, 5.1.2)	10.844,25	0,00	10.844,25
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	4.618,63	0,00	4.618,63
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize *conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare (0,5% din 1.2, 1.3,* 1.4, 2, 4.1, 4.2, 4.3, 5.1)	53.227,59	0,00	53.227,59
5,3	*Cheltuieli diverse şi neprevăzute (10%* din 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.3)	***50.245,62***	***9.546,67***	***59.792,28***
5,4	Cheltuieli *pentru informare și publicitate*	***7.500,00***	***1.425,00***	***8.925,00***
	Total capitol 5	**367.167,32**	**46.408,56**	**413.575,88**
6	**Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste**			
6,1	*Pregătirea personalului de exploatare*	24.841,50	4.719,89	29.561,39
6,2	Probe *tehnologice şi teste*	79.492,80	15.103,63	94.596,43
	Total capitol 6	**104.334,30**	**19.823,52**	**124.157,82**
7	**Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**			
7,1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	2.817.736,89	535.370,01	3.353.106,89
7,2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de *implementare pentru ajustarea de preț*	24.841,50	4.719,89	29.561,39
	Total capitol 7	**2.842.578,39**	**540.089,89**	**3.382.668,28**
	TOTAL GENERAL	**14.488.523,29**	**2.729.466,20**	**17.217.989,49**
	din care: C+M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**1.344.027,06**	**255.365,14**	**1.599.392,20**

Deviz General Scenariul 2

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investitii

CEF Parc Termo 2022 - Scenariul 2

1 EURO = 4,9683 lei

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală (fără TVA)	TVA	Valoare a totală cu TVA
		[LEI]	[LEI]	[LEI]
0	1	2	3	4 =2+3
1	**Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului**			
1,1	*Obținerea terenului*	0,00	0,00	0,00
1,2	Amenajarea terenului	99.366,00	18.879,54	118.245,54
1,3	*Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea la starea iniţială*	124.207,50	23.599,43	147.806,93
1,4	*Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților*	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**223.573,50**	**42.478,97**	**266.052,47**
2	**Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiții**			
	Total capitol 2	**420.300,85**	**79.857,16**	**500.158,01**
3	**Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică**			
3,1	Studii	***29.809,80***	***5.663,86***	***35.473,66***
	3.1.1 Studii de teren	24.841,50	4.719,89	29.561,39
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	4.968,30	943,98	5.912,28
	3.1.3 Alte studii specifice	*7.452,45*	*1.415,97*	*8.868,42*
3,2	***Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri şi autorizaţii***	***9.936,60***	***1.887,95***	***11.824,55***
3,3	***Expertizare tehnică***	***0***	***0***	***0***
3,4	***Certificarea performanței energetice şi auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranţă rutieră***	***37.262,25***	***7.079,83***	***44.342,08***
3,5	Proiectare	***187.801,74***	***35.682,33***	***223.484,07***
	3.5.1.Temă de proiectare	3.974,64	755,18	4.729,82
	3.5.2 Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/ *Documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general*	54.651,30	10.383,75	65.035,05
	3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	39.746,40	7.551,82	47.298,22

	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	14.904,90	2.831,93	17.736,83
	3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	74.524,50	14.159,66	88.684,16
3,6	*Organizarea procedurilor de achiziție*	***7.452,45***	1.415,97	8.868,42
3,7	*Consultanță*	***168.922,20***	32.095,22	201.017,42
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de *investiţii*	119.239,20	22.655,45	141.894,65
	3.7.2. Auditul financiar	49.683,00	9.439,77	59.122,77
3,8	*Asistență tehnică*	***68.065,71***	***12.932,48***	***80.998,19***
	3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	*34.778,10*	*6.607,84*	*41.385,94*
.	*3.8.1.1 pe perioada de execuţie a lucrărilor*	17.389,05	3.303,92	20.692,97
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control *al lucrărilor de execuţie, avizat de către* Inspectoratul *de Stat în Construcţii*	17.389,05	3.303,92	20.692,97
	3.8.2. Dirigenţie de şantier	*28.319,31*	5.380,67	33.699,98
	3.8.3. Coordonator în materie de *securitate și sănătate* – conform *Hotărâre nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare*	*4.968,30*	943,98	5.912,28
	Total capitol 3	**516.703,20**	98.173,61	614.876,81
4	**Cheltuieli pentru investiţia de bază**			
4,1	*Construcţii şi instalaţii*	149.049,00	28.319,31	177.368,31
4,2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice *şi funcţionale*	409.884,75	77.878,10	487.762,85
4,3	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj*	8.856.249,67	1.682.687,44	10.538.937,10
4.3.1	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj,* ELIGIBILE	7.656.249,67	1.454.687,44	9.110.937,10
4.3.2	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj,* NEELIGIBILE	1.200.000,00	228.000,00	1.428.000,00
4,4	*Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj și* echipamente de transport	124.207,50	23.599,43	147.806,93
4,5	*Dotări*	74.524,50	14.159,66	88.684,16
4,6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**9.613.915,42**	**1.826.643,93**	**11.440.559,35**
5	**Alte cheltuieli**			
5,1	*Organizare de şantier*	***186.509,98***	***35.436,90***	***221.946,88***

	5.1.1. Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	141.218,96	26.831,60	168.050,56
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului	45.291,02	8.605,29	53.896,32
5,2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	***118.512,27***	***0,00***	***118.512,27***
	5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii (0.5% din 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 5.1.1, 5.1.2)	52.221,50	0,00	52.221,50
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, *urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii* (0.1% din 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 5.1.1, 5.1.2)	10.444,30	0,00	10.444,30
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	4.618,63	0,00	4.618,63
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize *conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare (0,5% din 1.2, 1.3,* 1.4, 2, 4.1, 4.2, 4.3, 5.1)	51.227,84	0,00	51.227,84
5,3	*Cheltuieli diverse şi neprevăzute (0,5%* din 1.2, 1.3, 1.4, 2, 4.1, 4.3)	***48.245,87***	***9.166,71***	***57.412,58***
5,4	Cheltuieli pentru *informare şi publicitate*	***7.500,00***	***1.425,00***	***8.925,00***
	Total capitol 5	**360.768,12**	**68.545,94**	**429.314,06**
6	**Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste**			
6,1	*Pregătirea personalului de exploatare*	24.841,50	4.719,89	29.561,39
6,2	Probe *tehnologice şi teste*	79.492,80	15.103,63	94.596,43
	Total capitol 6	**104.334,30**	**19.823,52**	**124.157,82**
7	**Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**			
7,1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 +5.1.1)	2.717.749,31	516.372,37	3.234.121,67
7,2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de *preț*	24.841,50	4.719,89	29.561,39
	Total capitol 7	**2.742.590,81**	**521.092,25**	**3.263.683,06**
	TOTAL GENERAL	**13.982.186,19**	**2.656.615,38**	**16.638.801,56**
	din care C+M	**1.344.027,06**	**255.365,14**	**1.599.392,20**

Costurile estimative de operare pe durata normată de viaţă/de amortizare a investiţiei publice.

Principalele cheltuieli avute în vedere în cadrul analizei pentru **ambele scenarii** sunt:

A. COSTURI FIXE

a) **Cheltuieli de mentenanță, întreținere si reparații :** Aici se includ cheltuielile de *mentenanță, înlocuirea unor consumabile pentru buna functionare a investitiei.*

b) **Cheltuieli cu salariile** Realizarea investitiei implica angajarea a 2 persoane, cu *norma partiala care să efectueze operaţii de supraveghere a funcţionării si curatarii panourilor fotovoltaice sau de remediere periodică a defecţiunilor apărute și o persoană pentru a asigura activitățile administrative necesare pentru funcționarea optimă a parcului.*

c) Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile

B. COSTURI VARIABILE

a) Taxa ANRE și alte taxe.

b) Costurile de înlocuire a echipamentelor degradate. Costurile de inlocuire a echipamentelor montate sunt acele costuri care apar ca urmare a uzurii normale si imbatranirii in timp a echipamentelor. Componente din sistemul fotovoltaic au o durata mai scurta de viata decat orizontul de timp sunt:

a. Invertoare;
b. Cabluri de legatura – se etimeaza o deteriorare a materialul izolator in timp;
c. Panouri degradate.

Estimările privind caloarea cheltuielilor de operare pe o perioadă de 20 de ani sunt detaliate în capitolele de analiză financiară.

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

3.4.1. Studiu topografic;

Pacul fotovoltaic CEF – PARC TERMO 2022 *urmează* a se construi în Regiunea de dezvoltare Centru a *României, în județul Mures, localitatea* Ludus.

Parcela de teren este identificata prin CF 61712.

Calculul analitic al suprafetei		
Nr. pct.	Coordonata X	Coordonata Y
126	553306.756	427264.609
122	553358.702	427321.669
121	553365.716	427329.373
120	553367.475	427332.962
119	553378.151	427354.744

100	553041.532	427601.896
212	553028.872	427581.571
246	553021.292	427569.402
279	553012.638	427555.508
142	552970.033	427487.085
531	553291.452	427251.092
S = 55.600 mp		

3.4.2. Studiu geotehnic;

Amplasamentul este situat în extravilanul localității Luduș, jud. Mureș, în suprafață de 55.600 mp, fiind identificat conform CF nr. 61712*/Luduș. Se intenționează construirea unei capacități pentru generare și stocare a energieii electrice (panouri fotovoltaice, stație electrică, invertoare), posturi de transformare, împrejmuiri, rețele interioare de transport energie electrică.*

*Pentru identificarea stratificației locale și a parametrilor geotehnici principali, s-*au executat 10 (zece) foraje geotehnice la adâncimea de *-3,00 cu prelevare de probe. Lucrările de investigație în teren, analizele și metodologiile de calcul adoptate s-*au *efectuat în conformitate cu standardele și* normativele în vigoare.

Stratificatia terenului

Pentru cercetarea terenului de fundare de pe amplasament, s-au executat 10 (zece) foraje *geotehnice, utilizând o instalație de foraj Nordmeyer Geotool, în sistem mecanic, percutant, uscat.* Forajele s-*au efectuat până la adâncimea de -3,00 m, față de cota 0,00 nivel teren. Stratificația este următoarea:*

F1

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal
0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-galbenă, plastic vârtoasă*

F2

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal
0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-galbenă, plastic vârtoasă*

F3

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal
0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafenie, de la -1,50 m devine galbenă, plastic vârtoasă*

F4

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal
0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-galbenă, plastic vârtoasă*

F5

0,00 ÷ 0,30 m – Sol vegetal
0,30 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

F6

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal
0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

F7

0,00 ÷ 0,50 m – Sol vegetal
0,50 ÷ 2,10 m – *Argilă prăfoasă cafenie, plastic consistentă*
2,10 ÷ 3,00 m – *Argilă nisipoasă galbenă, plastic vârtoasă*

F8

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal
0,40 ÷ 2,70 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*
2,70 ÷ 3,00 m – *Nisip prăfos galben, mediu îndesat*

Apa subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații la -2,80 m.

F9

0,00 ÷ 0,50 m – Sol vegetal
0,50 ÷ 2,50 m – *Argilă nisipoasă galbenă, plastic consistentă*
2,50 ÷ 3,00 m – *Nisip prăfos galben, mediu îndesat*

Apa subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații la -2,50 m.

F10

0,00 ÷ 0,40 m – Sol vegetal
0,40 ÷ 3,00 m – *Argilă prăfoasă cafeniu-gălbuie, plastic vârtoasă*

Apa subterana

În conformitate cu morfologia regiunii, principalul factor hidrologic în regiune îl constituie râul *Mureș, formând zona de luncă și terase bine dezvoltate. În acest context se pot urmări în zonă acumulări importante a apelor freatice și unele mici acumulări* lenticulare în zonele de versant. Din *punct de vedere hidrochimic, apele Mureșului în acest sector aparțin grupei bicarbonate*-calcice.

În forajele executate, apa subterană a fost interceptată sub formă de infiltrații în forajele F8 și F9. Menționăm că nivelul hidrostatic poate suferi oscilații sezoniere influenţate de cantitatea de precipitaţii şi de nivelul apei râului Mureş.

EVALUAREA INFORMATIILOR GEOTEHNICE

Conform normativului **NP 074/2022** *parametrii de calcul ai riscului geotehnic sunt următorii:*

Condiții de teren	*Teren bun de fundare*	2
Apa subterană	*Fără epuismente*	1
Categoria de importanță	*Normală*	3
Vecinătați	*Fără riscuri*	1
Zona seismică	*ag = 0,15*	2
Risc geotehnic	***Total puncte***	**9**

Lucrarea se încadrează în categoria geotehnică nr.1– risc geotehnic redus

Concluzii

Amplasamentul studiat este situat în extravilanul localității Luduș, jud. Mureș, în partea vestica a *localității, pe un versant cu înclinare redusă.*

Conform temei de proiectare se intenționează construirea unui parc fotovoltaic format din panouri, stație electrică, invertoare, posturi de transfomare, rețelede transport și împrejmuire. Terenul este ușor înclinat. Din punct de vedere geotehnic terenul este aparent stabil, fără fenomene fizico-geologice de instabilitate sau degradare asociate cu alunecări.

S-au executat 10 (zece) foraje geotehnice cu adâncimea de -3,00 m, amplasate conform planului *de situație din anexe.*

În majoritatea forajelor sub stratul de sol vegetal s-*au interceptat formațiuni coezive (argile prăfoase,* argile nisipoase).

Apa subterană a fost interceptată în forajele F8 și F9 sub formă de infiltrații la cca. 2,50÷2,70 m.

*Pe baza rezultatelor obţinute în urma investigaţiilor geotehnice recomandăm ca în cazul fundațiilor directe, fundarea să se facă direct, sub adâncimea de îngheţ a regiunii (0,80-*0,90 m) la o adâncime de minim -1,00 m CTN. Se va lua în calcul o presiune con*vențională medie* - Pconv. = 230 kPa.

Conform normativului NP 074/2022 perimetrul studiat se încadrează în categoria geotehnică 1– risc geotehnic redus.

La începutul lucrării, prin excavarea stratificației de suprafață se va amenaja terenul cu pante de scurgere spre exterior.

Apele de proveniență meteorică, se recomandă a fi îndepărtate din fundații, iar langă fundații se vor realiza umpluturi compactate, pentru asigurarea gospodaririi apelor.

Se va asigura drenarea terenului. Descărcarea terenului se face gravitational spre aval.

Ultimii 10 cm ai săpaturii se vor realiza în ziua turnării betonului de egalizare de sub fundații, pentru ca terenul să nu fie alterat de precipitații, insolații sau îngheț.

Umpluturile de langa fundații se vor realiza în straturi de 10-15 cm la umiditatea optimă de compactare.

*Compactarea fiecărui start trebuie adusă la un grad minim de compactare de 97-*98%. În umpluturi este interzis încorporarea de materiale vegetale sau organice.

La realizarea platformelor și căilor de acces va fi îndepărtat solul vegetal, se va aplica un strat de blocaj în bază, după care se vor așterne strate de balast/pietriș, compactate controlat.

Dacă la săpăturile pentru fundații se vor constata pământuri cu proprietăți geotehnice diferite de cele prezentate în studiu, se vor executa investigații geotehnice suplimentare. Geotehnicianul va fi anunțat din timp pentru fazele determinante (capitol teren de fundare). Costul deplasării personalului de specialitate pentru fazele determinante, va fi suportat de către beneficiarul, proiectantul sau executantul lucrării.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei

Scenariul 1

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiect Tehnic si DDE	x	x										
2	Obtinere AC	x	x	x	x								
3	Achizitie executie			x	x								
4	Semnare contract de finantare	x	x	x									
5	*Lucrări de racordare*		x	x	x	x							
6	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
7	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	*Obținerea certificatului de* racordare										x	x	
9	Întocmire raport audit											x	x

Scenariul 2

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiect Tehnic si DDE	x	x										
2	Obtinere AC	x	x	x	x								
3	Achizitie executie			x	x								
4	Semnare contract de finantare	x	x	x									
5	*Lucrări de racordare*		x	x	x	x							
6	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
7	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	*Obținerea certificatului de* racordare										x	x	
9	Întocmire raport audit											x	x

Durata de execuție a obiectivului de investiții (perioada, exprimată în luni, cuprinsă între data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor) este de 12 luni calendaristice.

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

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

Analiza necesității promavării acestei investiții s-a realizat ținând cont, în cazul ambelor scenarii identificate, de următoarele aspecte:

- *Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție si transport al energiei electrice;*
- *Durata de viață utilă a investiției poate fi ușor extinsă, dincolo de durata sa de 20 de ani, cu operațiuni sigure;*
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- *Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții;*
- *Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;*
- *Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;*
- *Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat* de predictibilitate;
- *Capacitate fermă orară livrată rețelei naționale conform notificărilor de producție;*

Scenariile luate în considerare sunt cele descrise la capitolul 3, respectiv Scenariul 1– sistem de montaj fix, panouri 600 Wp, si Scenariul 2 – sistem de montaj mobil dupa o axa, panouri 600Wp

Scenariul de referință este considerat SCENARIUL 1, iar cel dorit spre implementare este considerat tot SCENARIUL 1 data fiind raportul mai bun intre costurile de implementare si productia de energie realizata.

Perioada de analiză este de 20 ani plus perioada de implementare de 1 an, conform prevederilor Ghidului Programului-cheie 1: *Surse regenerabile de energie și stocarea energiei*

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

Se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creșterea rezistenței componentelor constructive ale proiectelor la schimbările climatice, condiții meteorologice extreme și alte dezastre naturale *– pe baza evaluărilor privind influența schimbărilor climatice* asupra *proiectului de investiții.*

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

a. **Identificarea riscurilor** *se va realiza în cadrul şedințelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizaționale, cu privire la resursele umane implicate, precum şi riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor va fi actualizată la fiecare şedință lunară.*
b. **Evaluarea probabilității de apariție a riscului**. *Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție şi impactul acestora asupra proiectului.*
c. **identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor**:

Risc	Probabilitate de apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potențiale de modificare *ale soluției tehnice*	*Scăzut*	- asistenta *tehnică* din partea proiectantului pe perioada *execuției* proiectului; - acoperirea cheltuielilor cu eventuala *nouă soluție tehnică* din *sumele cuprinse la cheltuielile diverse si neprevăzute.*
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	*Scăzut*	*- prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică şi financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.);* - impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de *lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.*
Nerespectarea clauzelor contractual e *a unor contractanți / subcontractanți*	*Scăzut*	*- stipularea de garanții de buna execuție şi penalități în* contractele *comerciale încheiate cu societăți contractante.*
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitate de productie si a cererii foarte mari	Ridicat	- Incheierea de contracte si plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil. Urmarirea indeaproape a statusului comenzilor si pastrarea unei relatii stranse cu furnizorii.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini şi responsabilități în cadrul echipei de proiect	*Scăzut*	- stabilirea *responsabilităților* membrilor echipei de proiect *prin realizarea unor fişe de post;* - numirea în echipa de proiect a unor persoane cu *experiență* în implementarea unor proiecte similare; - motivarea personalului cuprins în echipa de proiect.
Riscuri financiare si economice		
Capacitatea *insuficientă* de finantare *şi cofinantare la timp a investiției*	Mediu	- alocarea *şi* rezervarea bugetului integral necesar *realizării* proiectului în bugetul consiliului local.
Creşterea inflației	*Scăzut*	- realizarea bugetului în *funcție* de preturile existente pe *piață;* *- cheltuielile generate de creşterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.*
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: *- condițiile de climă şi temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări*	Mediu	- planificare *corespunzătoare* a *lucrărilor;* *- alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile* climatice

Riscurile de accidente majore si/sau dezastre relevante pentru proiectul in cauza, inclusiv cele cauzate de schimbarile climatice, conform informatiilor stiintifice	Mediu	- Alimentarea cu carburanti a utilajelor si mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizandu-se distributie sau prin unitati specializate autorizate si tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor - Incheierea de polite de asigurare de viata.
Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminarii apei sau a poluarii atmosferice :	Scazut	- Managementu propus prin proiect privind colectarea si evacuarea apelor uzate menajere generate in timpul realizarii proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoare conduc la un risc minor.
Riscuri politice: - schimbarea conducerii companiei	*Scăzut*	- Proiectul devine *obligație contractuală* din momentul *semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată* conform legii.

Pentru acest obiectiv de investitii, la aceasta data, nu au fost identificate riscuri majore care ar putea interfera cu realizarea acestuia.

Planificarea corectă a etapelor proiectului încă din faza de elaborare a acestuia, precum şi monitorizarea *continuă pe* parcursul *implementării asigură* evitarea riscurilor care pot *influența* major proiectul.

4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum:

- *necesarul de utilităţi şi de relocare/protejare, după caz;*

Nu sunt necesare relocari de utilitati

- *soluţii pentru asigurarea utilităţilor necesare.*

Utilitatile necesare functionarii constau in alimentarea cu energie electrica. Se vor intocmi documentatii tehnice separate, in acord cu detinatorii retelelor respective.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii:

a) impactul social şi cultural, egalitatea de şanse;

Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrarile avand efect imediat nu numai pentru locuitorii din Municipul Ludus si cei din afara acestuia, respectiv persoanele care *tranzitează* zona, prin efectele imediate ale proiectului, respectiv reducerea poluarii si imbunatatirea considerabila a calitatii energiei electrice.

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

In faza de executie a lucrarilor se estimeaza un necesar de forta de munca de 10 persoane, calificate si necalificate.

In faza de operare, pentru intretinerea parcului este necesara ocuparea de 2 noi locuri de munca.

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

Proiectul nu are niciun impact previzibil asupra obiectivului de mediu legat de efectele directe *și indirecte* primare ale proiectului pe parcursul întregului *său* ciclu de *viață,* având în vedere natura sa, precum *şi* faptul *că* proiectul prevede *investiții* în noi *capacități* pentru *producția* de *electricitate din surse regenerabile (solar), acesta sprijină cu un coeficient de 100%* obiectivul *privind atenuarea schimbărilor climatice.*

Reciclarea, valorificarea și/sau eliminarea deșeurilor se va face conform legislației în vigoare (Planul naţional de gestionare a deşeurilor (elaborat în baza art. 28 al Directivei 2008/98/EC privind deșeurile şi de abrogare a anumitor directive, cu modificările ulterioare şi aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 942/2017)) și reprezintă o activitate ce va fi cuprinsă în planul de execuție al lucrărilor.

În toate etapele proiectului *evidența* gestiunii *deşeurilor* se va realiza conform HG 92/2021 privind regimul *deşeurilor,* HG nr. 856/2002 privind *evidența* gestiunii *deșeurilor și* pentru aprobarea *listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările şi completările ulterioare şi respectiv Legea nr. 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor şi a deşeurilor de ambalaje, cu modificările şi completările ulterioare.*

Deșeurile de echipamente electrice și electronice vor fi gestionate în conformitate cu Directiva 2012/19/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 4 iulie 2012 privind deșeurile de echipamente electrice şi electronice (DEEE), transpusă în legislația națională prin OUG 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice şi electronice.

În urma implementării proiectului deșeurile provin din lucrările de construcție/montaj şi dezafectare (la finalul perioadei de viaţă a proiectului) precum şi în perioada de operare.

În etapa de execuție şi dezafectare pentru reducerea la minim a deșeurilor amestecate de materiale de construcţii, lucrările se vor efectua după normele de calitate în construcţii. Toate deșeurile rezultate în etapa de execuție și funcționare vor fi colectate separat în europubele sau containere *și* valorificate prin *societăți* autorizate. Depozitarea *temporară* a *deșeurilor* în etapa *de execuție* a proiectului se va realiza pe *spații* special amenajate în acest sens, marcate cu *codurile de deșeuri corespunzătoare fiecărui spațiu.*

În etapa de operare deșeurile rezultate vor fi colectate separat în europubele sau containere și valorificate prin societăți autorizate.

În etapa de dezafectare panourile vor fi predate unor firme specializate în vederea *reciclării şi* nu vor fi eliminate prin depozitare.

În ceea ce privește deșeurile recuperabile rezultate pe perioada executării lucrărilor de construire/montaj (inclusiv pregătirea terenului), constructorii asigură ca cel puţin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase rezultate din construcții/montaj (cu excepția materialelor naturale definite în categoria 17 05 04 - *pământ și pietriș* altele decât cele vizate la rubrica 17 05 03 din lista *europeană* a *deșeurilor stabilită* prin Decizia 2000/532/CE a Comisiei, *preluată* în HG nr. 856/2002, cu *modificările și completările ulterioare) și generate pe șantier vor fi pregătite, respectiv sortate pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, în conformitate cu ierarhia deșeurilor și cu Protocolul UE de gestionare a deșeu*rilor *din construcții și demolări.*

Toți angajații care realizează lucrări pentru realizarea proiectului vor fi instruiți cu privire la

manipularea deşeurilor, precum şi la modul de sortare a acestora pe categorii, în containerele special prevăzute pentru fiecare categorie de deșeu.

Implementarea proiectului presupune utilizarea *eficientă* a resurselor naturale regenerabile.

În urma evaluării realizate conform aspectelor menţionate anterior se poate concluziona că realizarea *şi funcționarea* proiectului nu vor afecta în mod semnificativ obiectivul de mediu *privind tranziția către* o *economie circulară,* inclusiv prevenirea *și reciclarea,* întrucât *deșeurile* generate vor fi în mare *măsură sortate, reciclate și reutilizate, iar resursele naturale vor fi* utilizate în mod eficient, cu respectarea prevederilor legale în vigoare, fiind astfel îndeplinit principiul DNSH pentru acest obiectiv de mediu.

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

Terenul studiat care aparține extravilanului municipiului Ludus*. Se propune păstrarea specificului funcțional al zonei, și menținerea diversității zonei studiate.*

Terenul studiat nu prezintă construcții supraterane, nu este înscris în lista monumentelor istorice și nu se află în zona de protecție a acestora. Imobilele recent realizate la nivel de comună, denota un potențial economic crescând, ceea ce atrage după sine necesitatea asigurării cu echipamentele publice esențiale – inclusiv din domenii aferente dezvoltării durabile / energiei verzi.

Construirea CEF presupune o minimă interacțiune om natura în site-ul propus pentru construire, cu redarea site-*ului în condițiile inițiale, la sfârșitul duratei de viață a investiției. În concluzie, putem să afirmăm că factorul antropic în ceea ce privește* raportul CEF – *natura este cvasi nul și implicit, impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic este neglijabil.*

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

Energia a devenit un factor *strategic în politica globală, o componentă vitală și* un factor de cost pentru dezvoltarea *economică și* progresul *societății* în ansamblu, generând o serie de *preocupări majore lanivel mondial. În situația limitării resurselor primare de energie, pentru a se atinge durabilitatea în acest domeniu este nevoie ca energia să se producă, să se furnizeze și să se consume într-un mod mai efficient decât până acum. La n*ivel mondial, cele mai multe *țări împărtășesc provocări comune în ceea ce privește energia: cererea este în creștere, în timp ce securitatea și preocupările legate de mediu se schimbă modul în care energia este generată și distribuită.*

Provocările cu care se *confruntă* Europa în domeniul energiei includ aspecte cum ar fi *creșterea*

dependenței de importuri, diversificarea *limitată,* nivelul ridicat *și* volatilitatea *prețurilor* la *energie, creșterea cererii de energie la nivel global, riscurile de securitate care afectează țările producătoare și pe cele de tranzit, amenințările din ce în ce mai mari provocate de schimbările climatice, progresul lent în ceea ce privește eficiența energetică, provocările care decurg din* ponderea tot mai mare a energiei regenerabile, precum *și* nevoia de o mai mare *transparență, de o mai bună integrare și interconectare pe piețele de energie.*

Consumul de energie electrică depinde de o multitudine de factori, precum structura *economiei, puterea de cumpărare, calitatea infrastructurii și a serviciilor disponibile din perspectiva consumatorului final (comparată cu utilizarea directă a energiei pentru încălzire, în transporturi etc.). Un factor important este însă prețul final al energiei electrice furnizate,* rap*ortat la venitul disponibil și la prețul formelor alternative de energie utilizate în mod direct.*

Potrivit Strategiei energetice a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, cererea de energie *electrică* depinde de ritmul *creșterii* economice, de nivelul de trai, de *evoluția* sectoarelor industriale cu *potențial* de dezvoltare, respectiv de perspectivele *utilizării* energiei electrice în *noi segmente de consum, precum încălzire, răcire, electromobilitate etc. prelucrătoare, dar rezultatele modelării nu indică modificări de substanță la nivel sistemic cu privire la încălzirea electrică și* electromobilitate. Rezultatele pentru 2030 sunt *influențate de* stadiul *incipient în care se află aceste tehnologii în România și de inerția inerentă în fața schimbării*. **Este preconizată însă o creștere susținută a cererii finale de energie electrică, de la circa 51 TWh în prezent până la 73 TWh în 2030[5].**

Conform rapoartelor de monitorizare a pietei de energie elecrtrica realizate de catre *Autoritatea Naţionala de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE), în anul 202*3 deficitul *dintre cantitatea produsă* de *producătorii* autohtoni *şi* nivelul consumului de energie *electrică* a fost de aproximativ 1200 MW, iar pentru anul 2027 aceasta se estimeaza ca va atinge valoarea de 2512 MW. Aceste valori sunt la limita *capacității de import pe liniile electrice de* interconexiune cu care S.E.N. este interconectat cu sistemele energetice ale tarile limitrofe, membre ale Uniunii Europene.

Deasemenea decizia de renuntare treptata la producerea de energie din combustibili fosili va duce la un deficit de energie electrica care va trebui compensat prin punerea in functiune a noi centrale electrice cate utilizeaza surse regenerabile (soare, vant, apa).

Prezenta in cadrul centralei a unei unitati de stocare a energiei electrice va constitui un avantaj din punctul de vedere al predictibilitatii productiei de energie electrica.

Tinand seama de evolutia pretului de tranzactionare al energie electrice din Romania rezultat din rapoarte anuale si lunare OPCOM:

	2021		2022		2023		2024[ian. - apr.]	
Pret mediu	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh
PZU	549,52	111,41	1.306,92	265,30	512,87	103,51	349,22	70,22
Piata IntraziInica	591,01	119,78	1.329,44	269,83	524,94	106,10	347,99	69,96
PCCB-LE-Flex	439,99	89,29	1.170,14	237,24	755,86	152,96	389,91	78,59
PCCB-NC	460,68	95,45	1.390,98	281,86	830,59	168,05	399,00	80,24
PC-OTC	470,37	95,41	1.386,31	280,83	1.145,59	231,75	406,36	81,68

In analiza am utilizat un pret mediu de tranzactionare de 76,14 Euro/MWh, respectiv pretul mediu de tranzactionare inregistrat in primele 4 luni ale anului 2024.

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

STABILIREA IPOTEZELOR DE LUCRU s-*a realizat conform "Ghidului pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investitii" (Comisia Europeana, disponibil la adresa* (https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications), coroborat cu prevederile HG *907/2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico*-economice *aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice, cu modificarile si* completarile ulterioare.

Perioada de referinta sau Orizontul de timp luat in calcul este de 21 ani. Prin orizontul de timp se intelege numarul maxim de ani pentru care se fac previziunile – perioada de operare de 20 de ani plus 1 an de implementare.

Previziunile care privesc tendinta viitoare a proiectului trebuie formulate pentru o perioada adecvata vietii sale economice si sa fie suficient de lunga pentru a lua in considerare impactul sau pe termen mediu/lung.

Numarul maxim de ani pentru care se face previziunea determina durata de viata a proiectului si este legat de sectorul in care se realizeaza investitia.

Perioada de referință include perioada de implementare a investitiei.

Durata de realizare *a proiectului este de maxim 12 de luni. Toate activitățile proiectului se vor* derula într-*o perioada de maxim 12 de luni de la aprobarea proiectului. Perioada de execuție a lucrărilor este estimată la cca 12 de luni. In vederea evaluării eficacității fina*nciare a proiectului s-a avut in vedere un orizont de timp de 20 ani – *perioada de analiză.*

Valoarea reziduală. *Perioadă de operare de 20 ani coincide cu durata normala economică utilă a* proiectului. Dupa aceasta perioada veniturile generate de investitie vor fi mai mici sau cel mult egale cu costurile de mentenanta si operare. Rezulta ca la sfarsitul orizontului de timp valoarea reziduala va fi egala cu 0.

Pe întreaga perioadă metoda de previziune utilizată a fost cea cu preturi constante atât pentru venituri cât și pentru cheltuieli deoarece se dorește ca prin aceasta să se elimine din modelul de calcul efectele inflației și a unor nivele de preț improbabile. Prin utilizarea prețurilor constante se pot observa exact efectele schimbărilor ce survin din cauza proiectului. Este indicat să se folosească preturi constante și din cauza faptului că, de exemplu inflația, influențează atât veniturile cât și cheltuielile.

Rata de actualizare *utilizata pentru fluxurile de numerar viitoare a fost stabilită la 4% așa cum este* stipulat în Regulamentul nr. 480/201).

Cu privire la **Taxa pe Valoarea Adăugată**, *toate prețurile avute în vedere, inclusiv valoarea investiției sunt în lei fără TVA, deoarece pentru beneficiar* – PARC TERMO 2022 SRL – TVA este *o taxă recuperabilă, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.*

1. Analiza Cheltuielilor

Pentru calculul costurilor de exploatare, în vederea determinării ratei interne a rentabilităţii, financiare, toate elementele care nu conduc la o creştere efectivă a cheltuielilor băneşti se exclud, chiar dacă aceste elemente sunt incluse în mod normal în contabilitatea societăţii (balanţe, bilanţuri şi contul de profit şi pierderi). Următoarele elemente trebuie să fie excluse, deoarece includerea lor nu este în concordanţă cu metoda fluxului de numerar actualizat:

- *amortizările, deoarece ele nu reprezintă plăţi efective în numerar;*
- orice rezerve considerate pentru viitor costuri de înlocuire. Acestea nu corespund unui consum real de bunuri;
- orice rezerve pentru categorii diverse, care se iau în considerare numai în analiza riscurilor *şi nu prinincluderea valorilor respective în calculul*

1.1. Cheltuieli investiționale

Pentru Varianta cu investiție pentru fiecare scenariu costurile investiției au fost calculate in baza devizelor generale și pe obiect și sunt justificate în cadrul studiului de fezabilitate.

1.2. Cheltuieli de operare a investiției

Principalele cheltuieli avute în vedere în cadrul analizei pentru **ambele scenarii** sunt:

A. COSTURI FIXE

a) Cheltuieli de mentenanță, întreținere si reparații

Aici se includ cheltuielile de mentenanță, înlocuirea unor consumabile pentru buna functionare a investitiei.

Aceste cheltuieli au fost luate in calcul din anul 2 al perioadei de analiză. Cheltuieli de întreținere si mentenanță sunt calculate si acceptate la cca 3.000 euro/MWp/an, rezultând anual un cost de 52,167 lei .

De asemenea, în aceasta categorie se includ serviciile de curatire profesionala si manopera inlocuire. Pentru un randament optim, se va apela la o societate specializata care sa ofere servicii de curatire profesionala a panourilor solare, cel putin de 2 ori pe an.

Deși inca in garantie, defectarea unui singur panou are ca efect reducerea la zero a unui intreg sir si implicit pierderea productiei de energie electrica. In plus, manopera pentru inlocuit panoul, verificarea intregului sir si reconectarea acestuia precum si serviciul de transport de returnare la fabricant nu sunt in general acoperite de garantie. Generatorul electric fotovoltaic contine o multitudine de alte componente care la randul lor se pot defecta sau pot reactiona in mod nedorit la fluctuatiile energetice din sistem. Reparatiile invertoarelor, verificarea conexiunilor, a cutiilor de interconectare, determinarea si repararea defectiunilor aparute de la fluctuatii majore in reteaua nationala, descarcari electrice atmosferice, defectari ale sistemului de securitate si ale sistemului de colectare si transmisie de date sunt de asemena de extrema importanta.

Ca urmare, trebuie sa se asigure necesarul de componente de rezerva si specialisti care sa repuna

in functiune sistemul la parametri nominali de functionare in timpul cel mai scurt. Se doreste ca *functionarea instalatiei in conditii productive normale sa se realizeze pe cel puțin 97% din timp.*

b) Cheltuieli cu salariile

Realizarea investitiei implica angajarea a 2 persoane, cu norma partiala care să efectueze operaţii de supraveghere a funcţionării si curatarii panourilor fotovoltaice sau de remediere periodică a defecţiunilor apărute și o persoană pentru a asigura activitățile administrative necesare pentru funcționarea optimă a parcului.

Personal necesar	nr. persoane	Salar mediu net lunar/ persoană euro	Contribuții sociale/ persoană euro	Total cost salarial lunar euro	Total cost salarial anual lei
Supraveghere *instalație*	1	1,000	750	1,750	104,334
Servicii administrative	1	1,000	750	1,750	104,334

c) Costuri administrative

Costuri administrative generale, (servicii financiar-contabile, personal, SSM – PSI, etc.) au fost estimate la cca 12.000 euro/an.

*Tot în categoria costurilor administrative au fost incluse cheltuielile cu asigurările estimate la cca 1% din valoarea investiției (*144,885 lei/an).

d) Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile

Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile necesare pentru funcționarea optimă a parcului au fost estimate la cca 250 euro/luna, respectiv 500 euro/lună pe perioada de operare a investiției rezultând astfel un cost de estimat de 14,905 lei/an – *utilități, respectiv 29,810 lei/an pentru telecomunicații.*

B. COSTURI VARIABILE

c) Taxa ANRE *a fost estimată la cca 0,1% din valoarea veniturilor anuale.*

d) Costurile de înlocuire a echipamentelor degradate

Costurile de inlocuire a echipamentelor montate sunt acele costuri care apar ca urmare a uzurii normale si imbatranirii in timp a echipamentelor. Componente din sistemul fotovoltaic au o durata mai scurta de viata decat orizontul de timp sunt:

- Invertoare;
- Cabluri de legatura – se etimeaza o deteriorare a materialul izolator in timp;
- Panouri degradate.

Manopera inlocuire a fost estimata la 10% din valoarea echipamentelor și materialelor ce urmeaza

a fi inlocuite.

Înlocuirea și remedierea echipamentelor degradate s-a estimat că se va realiza în anii 6,7, 9, 10 și 11 de operare respectiv în anii 18 - 21. Pentru estimarea costului de înlocuire s-*a pornit de la prețul de achiziție inițial a acestora.*

Toate costurile de operare și mentenanță pe perioada de utilizare a investiției se prezintă astfel:

-LEI-

Denumire echipament de înlocuit	**Preț inițial achiziție lei**	**Preț inițial achiziție euro**	**Cotă de înlocuire**	An 6	An 7	**An 9**	**An 10**	**An 11**	**An 18**	**An 19**	**An 20**
Invertoare	599,922	120750	15%		89,988		89,988			89,988	
Cablaje	3,428,127	690000	15%	514,219		514,219			514,219		
Panouri defecte	3,628,151	730260	15%					544,223			544,223
Manoperă înlocuire	procent din valoarea echipamentelor înlocuite		10%	51,422	8,999	51,422	8,999	54,422	51,422	8,999	54,422

Estimările privind costurile de operare se aplică ambelor scenarii analizate și sunt prezentate în anexa 1 la Studiul de fezabilitate – ANEXE FINANCIARE

2. Analiza Veniturilor

La categoria de venituri din exploatare au fost incluse veniturile directe rezultate din furnizarea energiei in sistem.

Pentru a calcula cantitatea de energie produsă, s-a determinat cu ajutorul aplicatiei *PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM, pusa la dispoziție pe site*-ul Comisiei Europene, energia produsa de generatorul fotovoltaic.

Pentru realizarea unei investiții într-un sistem fotovoltaic este bine să se aibă în vedere potențialul energetic al zonei. Studiind datele climatologice și meteorologice se va putea face o analiză pertinentă a acestui potențial. Aceste informații pot fi obținute prin cercetarea și evaluarea potențialului energetic al zonei folosind sistemul informatic geografic fotovoltaic (PVGIS – Photovoltaic Geografical Information System – http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/). Comisia *Europeană a inițiat un proiect prin care se identifică potenţialul resurselor energetic regenerabile. În* cadrul proiectul PVGIS s-*au realizat hărţi pe baza unui inventar de date privind energia solară şi evaluarea resurselor de generare a energiei electrice şi de la sistemele fotovoltaice d*in Europa, *Africa şi Asia de Sud-vest. Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară PVGIS ține cont de o mulțime de factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului și a factorilor meteorologici. PVGIS poate estima gradul de producție de energie electrică solară la o locație, orientarea și înclinarea panourilor fotovoltaice. PVGIS evaluează temperatura panourilor fotovoltaice, folosind temperatura mediului ambiant, radiația directă, difuză și reflectată, dar și* capacitatea panoului de *a se răci, fără a lua în considerare viteza vântului.*

Aceasta evaluare poate fi suficient de precisă pentru instalațiile fotovoltaice mici, pentru instalatii fotovoltaice mai mari este indicata utilizarea unui software specializat pentru dimensionarea instalatiilor fotovoltaice, de exemplu PVGIS.

Conform PVGIS (Photovoltaic Geografical Information System), pentru locatia aleasa in vederea dezvoltarii centralei electrice fotovoltaice de la Reghin rezulta o productie specifica de de 1,161 *kWh pentru 1 kWp instalat în cazul scenariului 1 și de 1*,333 kWh pentru 1 kWp instalat în cazul scenariului 2.

Din punct de vedere tehnic, scenariile propuse diferă prin sistemul de susținere al panourilor, scenariul 1 fiind cu panouri fixe iar scenariul 2 cu sistem de urmărire a soarelui. Deși productivitatea în scenariul 2 este mai mare decât în varianta 1 din ca*uza faptului că distanța între panouri trebuie să fie mai mare puterea instalată va fi mai mică și implicit producția medie anuală va fi semnificativ mai mică. Așa cum reiese și din analiza financiară a scenariilor și din punct de vedere economic* indicator*ii financiari vor fi mai buni pentru scenariul 1 față de scenariul 2.*

Producția de energie estimată pentru fiecare scenariu este prezentată anexa 1 la Studiul de fezabilitate – ANEXE FINANCIARE.

In perioada 2015-2020 Pretul mediu al energie electrice tranzactionate in Romania pe piata angro s-a situate in jurul valorii de 50 Euro/MWh.

In cursul anului 2021, urmare a cresterii certificatelor de carbon, pe de o parte, precum si a cresterii pretului gazelor naturale, combustibil utilizata ca si alternativa mai putin poluanta decat carbunele la productia de energie electrica, pretul energiei electrice pe piata angro a crescut de la aproximativ 55-*60 Euro/MWh, in primul semestru, la aproximativ 200 Euro/MWh la sfarsitul anului și a continuat* pe parcursul anilor 2022-*2023. În anul 2024 prețurile s*-au stabilizat în jurul valorii de 80 de euro/Mwh.

Pentru exemplificare, se vede in tabelul de mai jos evolutia pretului energiei electrice pe diferite *piețe pentru anii 2022, 2023 și ianuarie februarie 2024.*

TRANZACȚII VÂNZARE PE PIAȚA ANGRO	Noiembrie 2023	Decembrie 2023	2022	2023
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE NEGOCIATE DIRECT				
volum livrat (GWh)	**734**	**743**	**7794**	**8347**
preț mediu (lei/MWh)	720,82	693,80	1007,90	867,60
% din consumul intern realizat SEN	15,9	15,1	13,7	15,4
1.1. Vânzare pe contracte negociate[1]				
volum livrat (GWh)	**705**	**713**	**7461**	**8047**
preț mediu (lei/MWh)	732,02	703,96	1036,22	883,35
% din consumul intern realizat SEN	15,3	14,5	13,1	14,8
1.2.Vânzare pe contracte negociate în entitate agregată/agregator				
volum livrat (GWh)	**29**	**29**	**333**	**300**
preț mediu (lei/MWh)	445,8	445,80	373,37	444,53
% din consumul intern realizat SEN	0,6	0,6	0,6	0,6
2. PIAȚA CONTRACTELOR DE EXPORT[2]				
volum livrat (GWh)	**235**	**343**	**2867**	**2303**
preț mediu (lei/MWh)	662,24	553,02	1165,49	603,54
% din consumul intern realizat SEN	5,1	7,0	5,0	4,2
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE				
volum livrat (GWh)	**1275**	**1315**	**43379**	**16426**
preț mediu (lei/MWh)	904,67	906,07	598,53	941,27
% din consumul intern realizat SEN	27,6	26,7	76,1	30,3
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex[3]				
volum livrat (GWh)	**908**	**932**	**20562**	**11801**
preț mediu (lei/MWh)	823,89	826,66	523,30	858,79
% din consumul intern realizat SEN	19,7	18,9	36,07	21,7
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC				
volum livrat (GWh)	**31**	**37**	**2609**	**481**
preț mediu (lei/MWh)	1055,17	1003,99	586,98	1148,31
% din consumul intern realizat SEN	0,7	0,7	4,6	0,9
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC				
volum livrat (GWh)	**262**	**271**	**19948**	**3386**
preț mediu (lei/MWh)	1212,60	1212,60	678,82	1229,51
% din consumul intern realizat SEN	5,7	5,5	35,0	6,2
3.4. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV				
volum livrat (GWh)	**31**	**31**	**256**	**291**
preț mediu (lei/MWh)	397,85	384,94	500,04	519,62
% din consumul intern realizat SEN	0,7	0,6	0,4	0,5
3.5. Modalitatea de tranzacționare PMC[8]				
volum livrat (GWh)	**43**	**45**	**4**	**467**
preț mediu (lei/MWh)	984,61	982,65	790,00	984,89
% din consumul intern realizat SEN	0,9	0,9	0,01	0,9

TRANZACȚII VÂNZARE PE PIAȚA ANGRO	Noiembrie 2023	Decembrie 2023	2022	2023
4. MECANISMUL DE ACHIZIȚIE CENTRALIZATĂ				
volum livrat (GWh)	**1385**	**1656**		**16087**
preț mediu (lei/MWh)	450,00	450,00	-	450,00
% din consumul intern realizat SEN	30,0	33,6		29,6
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE				
volum livrat[4] (GWh)	**1503**	**1566**	**25577**	**17033**
preț mediu[5] (lei/MWh)	527,20	423,01	1333,75	536,23
% din consumul intern realizat SEN	32,6	31,8	44,9	31,4
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ				
volum livrat[4] (GWh)	**185**	**146**	**1128**	**1489**
preț mediu[6] (lei/MWh)	561,46	426,95	1329,26	524,97
% din consumul intern realizat SEN	4,0	3,0	2,0	2,7
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE				
volum tranzacționat (GWh)	**162**	**164**	**1967**	**1959**
% din consumul intern realizat SEN	3,5	3,3	3,4	3,6
volum tranzacționat la creștere (GWh)	**115**	**74**	**685**	**558**
preț mediu de deficit[7] (lei/MWh)	917,64	597,47	1057,46	483,90
volum tranzacționat la scădere (GWh)	**48**	**90**	**1282**	**1401**
preț mediu de excedent[7] (lei/MWh)	767,55	438,01	867,09	354,76
CONSUMUL INTERN REALIZAT SEN[9] (GWh)	**4611**	**4930**	**57009**	**54258**

TRANZACȚII VÂNZARE PE PIAȚA ANGRO	Ianuarie 2024	Februarie 2024
1. PIAȚA CONTRACTELOR BILATERALE NEGOCIATE DIRECT		
volum livrat (GWh)	**732**	**601**
preț mediu (lei/MWh)	512,38	498,04
% din consumul intern realizat	14,4	13,3
1.1. Vânzare pe contracte negociate[1]		
volum livrat (GWh)	**697**	**567**
preț mediu (lei/MWh)	516,31	501,82
% din consumul intern realizat	13,7	12,5
1.2.Vânzare pe contracte negociate în entitate agregată/agregator		
volum livrat (GWh)	**35**	**34**
preț mediu (lei/MWh)	434,94	434,25
% din consumul intern realizat	0,7	0,7
2. PIAȚA CONTRACTELOR DE EXPORT[2]		
volum livrat (GWh)	**146**	**66**
preț mediu (lei/MWh)	478,34	402,75
% din consumul intern realizat	2,9	1,5
3. PIEȚE CENTRALIZATE DE CONTRACTE BILATERALE		
volum livrat (GWh)	**327**	**311**
preț mediu (lei/MWh)	631,02	612,08
% din consumul intern realizat	6,4	6,9
3.1. Modalitatea de tranzacționare PCCB-LE-flex[3]		
volum livrat (GWh)	**237**	**225**
preț mediu (lei/MWh)	636,95	614,55
% din consumul intern realizat	4,7	5,0
3.2. Modalitatea de tranzacționare PCCB-NC		
volum livrat (GWh)	**9**	**8**
preț mediu (lei/MWh)	1474,19	1507,39
% din consumul intern realizat	0,2	0,2
3.3. Modalitatea de tranzacționare PC-OTC		
volum livrat (GWh)	**49**	**45**
preț mediu (lei/MWh)	690,43	686,63
% din consumul intern realizat	1,0	1,0
3.4. Modalitatea de tranzacționare PCE-ESRE-CV		
volum livrat (GWh)	**32**	**33**
preț mediu (lei/MWh)	269,31	276,11
% din consumul intern realizat	0,6	0,7
3.5. Modalitatea de tranzacționare PMC[8]		
volum livrat (GWh)	**0,06**	
preț mediu (lei/MWh)	982,44	-
% din consumul intern realizat	0,001	
4. MECANISMUL DE ACHIZIȚIE CENTRALIZATĂ		
volum livrat (GWh)	**1790**	**2083**
preț mediu (lei/MWh)	450,00	450,00
% din consumul intern realizat	35,1	46,0
5. PIAȚA PENTRU ZIUA URMĂTOARE		
volum livrat[4] (GWh)	**2074**	**1601**
preț mediu[5] (lei/MWh)	447,09	350,53
% din consumul intern realizat	40,7	35,3
6. PIAȚA INTRAZILNICĂ		
volum livrat[4] (GWh)	**162**	**152**
preț mediu[6] (lei/MWh)	472,66	342,18
% din consumul intern realizat	3,2	3,4
7. PIAȚA DE ECHILIBRARE		
volum tranzacționat (GWh)	**136**	**148**
% din consumul intern realizat SEN	2,7	3,3
volum tranzacționat la creștere (GWh)	**75**	**20**
preț mediu de deficit[7] (lei/MWh)	710,90	-304,37
volum tranzacționat la scădere (GWh)	**62**	**128**
preț mediu de excedent[7] (lei/MWh)	558,98	-503,87
CONSUMUL INTERN REALIZAT SEN (GWh)	**5097**	**4530**

Tinand seama de evolutia pretului de tranzactionare al energie electrice din Romania rezultat din rapoarte anuale si lunare OPCOM:

Pret mediu	2021		2022		2023		2024[ian. - apr.]	
	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh	Lei/MWh	Euro/MWh
PZU	549,52	111,41	1.306,92	265,30	512,87	103,51	349,22	70,22
Piata Intrazilnica	591,01	119,78	1.329,44	269,83	524,94	106,10	347,99	69,96
PCCB-LE-Flex	439,99	89,29	1.170,14	237,24	755,86	152,96	389,91	78,59
PCCB-NC	460,68	95,45	1.390,98	281,86	830,59	168,05	399,00	80,24
PC-OTC	470,37	95,41	1.386,31	280,83	1.145,59	231,75	406,36	81,68

In analiza am utilizat un pret mediu de tranzactionare de 76,14 Euro/MWh, respectiv pretul mediu de tranzactionare inregistrat in primele 4 luni ale anului 2024.

În calculul veniturilor s-au avut în vedere *și* factori externi: gradul de disponibilitate a *instalației și* nivelul de degradare *anuală.*

Gradul de disponibilitate a fost estimat la 99% anual, iar în anii în care se *operează reparații* capitale – înlocuire – se *estimează* un grad de utilizare de 97%. Cu alte cuvinte în anii de operare se *estimează că* echipamentele vor fi oprite cca 4 zile anual pentru *întreținere și reparații,* iar în anii cu *reparații* capitale cca 10 zile pe an.

Nivelul de degradare *reprezintă* cota cu care se reduce anual productivitatea *instalației* ca urmare a uzurii acesteia. S-a estimat o *cotă* de degradare de cca 1% în anul 1 *și* 0,4% în anii *următori* pe baza datelor tehnice ale *producătorilor* de panouri.

Valoarea veniturilor din vânzarea de energie estimată pentru fiecare scenariu este prezentată anexa 1 la Studiul de fezabilitate – ANEXE FINANCIARE.

3. Analiza financiară și economică

3.1. Evaluarea rentabilității financiare a investiției

Analiza economico-*financiară s-a elaborat în concordanță cu cu prevederile Regulamentului nr. 480/2014 şi Regulamentului nr. 215/2015 precum și Economic Appraisal Vademecum 2021-2027* - General Principles and Sector Applications disponibil la https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications.

Analiza financiara constă în calcularea indicatorilor de performanță financiară pe baza fluxurilor de numerar nete actualizate cumulate (provenite din costurile totale ale investiției, costurile totale de operare și veniturile totale pe perioada de analiza).

Indicatorii rezultați în urma efectuării calculelor din cadrul analizei financiare sunt:

3.1.1. RENTABILITATEA FINANCIARĂ A COSTURILOR DE INVESTIȚIE

VNAF = valoarea actualizată netă. *Reprezintă diferența dintre suma tuturor beneficiilor de natură financiară (venituri marginale și economisiri/reduceri de costuri financiare) și costurile financiare (costuri de investiție și operaționale).*

Dacă VNAF<0, înseamnă că proiectul are nevoie de finanțare publică. Cu alte cuvinte, proiectul nu este viabil din punct de vedere financiar pentru ca, la sfârșitul perioadei de analiza proiectul nu va înregistra venituri (va avea pierderi financiare). În a*cest caz, decizia privind finanțarea proiectului* se va lua pe baza analizei economice.

RIRF = rata internă de rentabilitate. *Reprezintă rata de actualizare financiară (reală sau nominală, în funcție de natura fluxurilor de numerar utilizate în calcul) pentru care VNAF=0.*

Dacă RIRF<4%, (rata de actualizare recomandată) înseamnă că proiectul are nevoie de finanțare publică. La fel ca în cazul VNAF(C), proiectul nu este viabil din punct de vedere financiar, iar decizia privind finanțarea proiectului se va lua pe baza indicatorilor din analiza economică.

B / C = raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare.

Dacă B / C < 1, concluziile sunt aceleași ca în situațiile analizate pentru VNAF și RIRF.

Este de menționat faptul că, singur, acest indicator nu este util în analiza performanțelor financiare ale proiectului. El va fi utilizat numai corelat cu indicatorii precedenți.

Principalul obiectiv al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiara) este de a calcula indicatorii performantei financiare a proiectului (profitabilitatea). Aceasta analiza este dezvoltata, in *mod obișnuit, din punctul de vedere al proprietarulu*i infrastructurii.

Metoda utilizata in dezvoltarea ACB financiara este cea a „fluxului net de numerar'". In aceasta metoda nu sunt luate in considerație si fluxurile non-monetare, cum ar fi amortizarea si *provizioanele. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general de cheltuie*li nu vor fi luate in calcul decât *in măsura in care sunt cuprinse in cheltuielile eligibile ale proiectului. Ele nu vor fi luate in calcul in determinarea necesarului de finanțat, atât timp cat ele nu constituie o cheltuiala efectiva, ci doar o măsura de* atenuare a anumitor riscuri.

Orizontul de analiza recomandat pentru proiectele finanțate prin acest domeniu de intervenție este de 20 de ani plus perioada de implementare.

Rata de actualizare recomandata in cadrul analizei financiare este de 4%.

In cadrul analizei se va utiliza metoda incrementala. Atunci când este dificil sau chiar imposibil de a *determina costurile si veniturile in situația „fără proiect", Comisia Europeana recomanda ca scenariu fără proiect sa fie considerat acela, fără nici o infrastructura" adică veniturile si costurile de întreținere sa fie considerate pentru întreaga infrastructura, nu numai pentru porțiunea modernizata,* prin proiect.

La calculul indicatorilor de rentabilitate financiară ai investiției au fost avute în vedere următoarele aspecte:

- *Fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite au fost excluse din*

ieșirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului. De asemenea, nu s-*au luat în considerare impozitele, taxele și alte ieșiri de numerar care* nu sunt legate de costurile de operare;

- *Fluxurile de numerar de tipul subvențiilor, creditelor bancare, cofinanțarea UE nu sunt incluse în intrările de numerar ale proiectului.*

3.1.2. SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

Proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar atunci când funcționarea lui nu implică riscul de a rămâne fără bani în viitor. Problema esențială este calendarul încasărilor de numerar și al plăților, adică modul în care, pe durata de analiza a proiectului, sursele de finanțare (inclusiv veniturile și orice fel de transferuri de numerar) vor corespunde în mod constant cu plățile anuale. Sustenabilitatea apare în cazul în care fluxul de numerar net cumulat al încasărilor și plăților generate efectua*te în numerar este pozitiv pentru toți anii luați în considerare.*

Analiza strict financiară, oferă ca soluție optimă alternativa cu cel mai mic cost actualizat pe unitatea de beneficiu actualizat obținut. Ea poate fi aplicată dacă impactul (de exemplu de ordin social) diferitelor opțiuni în realizarea proiectului este același. Dacă se identifică diferențe între impactul diferitelor alternative, analiza financiară nu mai poate surprinde aceste elemente și ea trebuie ajustată, în cadrul analizei economice, pentru a lua în considerare externalitățile identificate. Dacă benefi*ciile care nu pot fi cuantificate monetar reprezintă factori cheie ai proiectului, evaluarea este una complexă, fiind necesară convertirea lor în valori numerice. Abia după această cuantificare monetară a impactului pozitiv sau negativ al costurilor sau b*eneficiilor, se poate realiza o ierarhie *finală a alternativelor proiectului.*

Sursele de finanțare pentru realizarea investiției se prezintă astfel:

SURSE DE FINANTARE	**Unit**	**Anul 1**
Valoarea finanţării publice solicitate (200.000 euro X 3,5 MWX 4.9683 lei/euro	*RON/an*	3,477,810
Contributia proprie, din care:	*RON/an*	11,010,713
Cheltuieli eligibile	*RON/an*	5,675,520
Cheltuieli neeligibile	*RON/an*	5,335,193
TOTAL SURSE DE FINANTARE	***RON/an***	**14,488,523**

*Așa cum reiese din tabelul sustenabilității financiare, în perioadele în care se realizează înlocuirea echipamentelor și dotărilor pentru care durata de viață este relativ redusă, beneficiarul va asigura din sustenabilitatea investiției din resursele finan*ciare acumulate în perioadele anterioare.

Metoda de calcul este bazată pe următoarele:

- *Abordare incrementală;*
- *Toate prețurile în termeni reali (adică fără vreo previziune de inflație);*
- *Toate prețurile sunt în lei fără TVA;*
- Rata de actualizare 4%;
- *Perioada de analiză este de 20 ani de operare + 1 an de implementare;*
- *Venitul net se aplică proporțional la cele două componente de costuri de investiție, respectiv costurile de natură eligibilă și costurile de natură neeligibilă (dar fără TVA).*

Indicatorii rezultați în urma analizei financiare sunt:

SCENARIUL 1 - SELECTAT

Denumire indicator		**Valoare**
rata de actualizare		4%
cheltuieli de investitie	actualizat	14,488,523
costuri fixe	actualizat	6,931,818
costuri variabile	actualizat	2,302,512
Venituri	actualizat	22,608,799
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	**actualizat**	**-1,114,054**
rata de rentabilitate		**3.07%**
raportul beneficiu/costuri	**actualizat**	**2.45**

SCENARIUL 2

Denumire indicator		**Valoare**
rata de actualizare		4%
cheltuieli de investitie	actualizat	13,982,186
costuri fixe	actualizat	6,700,955
costuri variabile	actualizat	2,219,531
Venituri	actualizat	19,617,518
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	**actualizat**	**-3,285,154**
rata de rentabilitate		**0.96%**
raportul beneficiu/costuri	**actualizat**	**2.20**

Având în vedere că pentru Scenariul 1 volumul producției este mai mic, chiar dacă valoarea investiției este mai mică, indicatorii financiari vor avea valori mai reduse decât Scenariul 1 - selectat.

3.1 Determinarea contribuției maxime din fonduri europene

Stabilirea contribuției maxime din fondurile europene s-a realizat conform regulilor aplicabile ajutorului de stat în baza prevederilor art. 41 - *Ajutoarele pentru investiţii destinate promovării producţiei de energie din resurse regenerabile, din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat şi în conformitate cu prevederile Schemei de ajutor de stat având ca obiectiv sprijinirea*

investițiilor destinate instalării de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate, exceptată de la notificarea ajutorului de stat, aprobată prin Ordinul ministrului energiei.

Valoarea ajutorului de stat solicitat este 3,477,810 lei echivalentul a 700.000 euro la cursul valutar *de 4.9683 lei/euro, adică 200.000 euro/MW (putere instalată în invertoare). Ținând cont de faptul că puterea instalată este de* 3,5 *MWh rezultă că valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW, nu depășește plafonul maximal prevăzut în ghidul solicitantului de 450.000 euro/MW pentru energie solară.*
Solicitantul, nu se află în dificultate în sensul prevederilor art. 2 pct. 18 din Regulament, cu modificările și completările ulterioare, cu excepția situației prevăzute la art. 1 alin. (4) lit. c, teza finală din Regulament.
În conformitate cu art. 2, alin. 23 şi art. 6. alin.1 şi 2 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014, ajutorul de stat pentru vizează investiţii în capacităţi de producere a energiei electrice din surse regenerabile eoliene și solare iar acestea au efect stimulativ şi respectă principiul demarării lucrărilor, conform prevederilor ghidului solicitantului.

3.2 Asigurarea viabilității (sustenabilității) financiare

Analiza de sustenabilitate financiară se bazează pe proiecții privind fluxul de numerar neactualizat.

Așa cum reiese din tabelul CALCULUL SUSTENABILITATII FINANCIARE, de mai sus proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.
Astfel principalele aspecte ale analizei de sustenabilitate financiară sunt următoarele:

- *Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;*
- *Fluxurile de numerar nete luate în considerare în acest sens țin contde costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuir*e la *momentul în care sunt plătite, de rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;*
- *Nu se ia în considerare valoarea reziduală.*

Sustenabilitatea financiară a proiectului s-a analizat în corelare cu:

- *graficul de realizare a investiţiei versus proiecţia lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiţiei;*
- *planul de finanţare şi sursele de finanțare prevăzute.*

Calculul indicatorilor financiari și tabelul privind sustenabilitatea financiară pentru fiecare scenariu sunt prezentate anexa 1 la Studiul de fezabilitate – ANEXE FINANCIARE.

4.7. Analiza economică[3)], inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Analiza economică s-a elaborat cu respectarea prevederilor Regulamentului nr. 480/2014 şi Regulamentului nr. 215/2015a.

În timp ce analiza financiară are scopul de a determina necesitatea finanțării și necesarul de finanțare, analiza economică este cea care justifică decizia autorităților naționale sau comunitare de a cofinanța sau nu proiectul.

Indicatorii rezultați în urma efectuării calculelor din cadrul analizei economice sunt indicatorii de performanță economică:

VNAE = valoarea actualizată netă economică

RIRE = rata internă de rentabilitate economică

B / C= raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost eficacitate.

Indicatorii de performanță economică se interpretează la fel ca și indicatorii de performanță financiară, cu excepția faptului că se folosesc:

- *prețurile de piață sau tarifele publice sunt convertite în prețuri umbră, care reflectă mai bine* costul social de oportunitate al bunului;
- *externalităţile sunt luate în considerație și li se atribuie o valoare monetară;*
- *efectele indirecte (care nu au fost deja incluse în prețurile umbră) dacă sunt relevante;*
- *costurile și beneficiile care sunt actualizate cu o rată reală de actualizare socială (valoarea de referință pentru RAS este de 5% pentru perioada 2014 –* 2020).

Analiza economică măsoară impactul economic, social şi de mediu al proiectului şi evaluează proiectul din punctul de vedere al societăţii.

Baza pentru dezvoltarea analizei economice o constituie tabelele analizei financiare. Pentru *determinarea performanţelor economice, sociale şi de mediu ale proiectului este necesar să fie făcute o serie de corecţii, atât pentru costurile investiţiei cât şi* pentru costurile de operare.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor şi ieşirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunităţii lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei paşi, pornind de la datele analizei financiare:

1) *Corecţii fiscale*
2) *Corecţii pentru externalităţi. Monetizarea externalităţilor.*
3) Cuantificarea beneficiilor.

1) *CORECŢII FISCALE*

In prima faza este necesar să se deducă din fluxurile analizei financiare plăţile care nu au corespondenţă în resurse reale precum taxele indirecte asupra intrărilor şi ieşirilor. Astfel, in calculul pentru determinarea indicatorilor de performanta economica ai proiectului s-*au diminuat intrările şi ieşirile cu valoarea taxelor şi s-au scăzut valorile aferente contribuţiilor salariale din valoarea* cheltuielilor de personal:

- comisioane, cote, taxe (cap. 5.2. din Devizul general): -122,912 lei;
- *contribuții salariale: -89,429 lei/an contribuții angajator si angajat.*

2) *CORECŢII PENTRU EXTERNALITĂŢI*

S-*a evaluat impactul proiectului în economia locală, pe plan social şi asupra factorului de mediu. Acestea pot fi: impacturi negative, ce se includ în analiză la poziţia costuri economice si impacturi* pozitive incluse la venituri economice.

In proiectul nostru nu s-au identificat impacturi negative pe perioada realizarii lucrarilor si nici pe perioada de viata a proiectului.

3) CUANTIFICAREA BENEFICIILOR

Principalul beneficiu economic cuantificabil, care poate fi luat în analiză este **Variația gazelor cu efect de seră și a altor poluanți - externalități**.

Impactului asupra mediului este unul pozitiv. In perioada de executie, nu se vor inregistra poluari semnificative ale mediului, nivel important al zgomotului sau perturbari ale traficului.
Prezentul proiect contribuie la reducerea schimbarilor climatice si impactului nociv pe care poluarea o are asupra mediului, prin reducerea emisiilor de dioxid de carbon care reprezinta una din cauzele principale care duc la efectul global de sera, datorita reducerii consumului de energie conventionala utilizata.
Factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0.6119 tone CO2/MWh.

Din reducerea arderilor rezulta o reducere a emisiilor de CO2 intr-*un an cu o medie anuală de 2*.688 *tone. In prezent tona de CO2 se tranzactioneaza pe piața EEX (The European Energy Exchange),* cu sediul la Leipzig, un certificat CO2 de tip EUA la un nivel record de 100,70 euro respectiv 500.31 lei la cursul mediu de 1 eur= 4.9683 lei.

Veniturile economice analizate pentru fiecare scenariu sunt prezentate anexa 1 la Studiul de fezabilitate – ANEXE FINANCIARE.

La fel ca analiza financiară, și analiza economică a fost realizată prin metoda incrementală luând în considerare 2 opțiuni:

V0 = varianta zero – varianta fără investiție
In aceasta variantă nu va exista nici un fel de beneficiu – economic, social sau financiar.

Varianta cu investiție – Scenariile 1 si 2, Scenariul 1 – Selectat

În toate scenarii analizate, din punct de vedere tehnic și din punct de vedere al indicatorilor de rentabilitate financiară a investiției, pe lângă beneficiile financiare analizate în capitolul precedent, investiția va genera beneficiile economice așa cum sunt prezentate mai sus.

Având în vedere că pentru Scenariul 2 valoarea producției estimate va fi mai mică, implicit și indicatorii economici vor avea valori mai reduse decât Scenariul 1 - selectat.

Pe baza ipotezelor de mai sus, au fost prognozate fluxurile incrementale de costuri economice și beneficii în perioada de referință, pentru ambele scenarii care sunt prezentate în tabelele de mai jos.

Indicatorii rezultați în urma analizei economice se prezintă astfel:

SCENARIUL 1 – SELECTAT

Denumire indicator		Valoare
rata de *actualizare economică*		5%
cheltuieli de investitie	actualizat	14,365,612
costuri fixe	actualizat	5,241,928
costuri variabile	actualizat	2,084,447
Venituri	actualizat	37,566,381
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	**actualizat**	**15,874,394**
rata de rentabilitate economică		**16.56%**
raportul beneficiu/costuri	**actualizat**	**5.13**

SCENARIUL 2

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare economică		5%
cheltuieli de investitie	actualizat	13,863,674
costuri fixe	actualizat	5,030,229
costuri variabile	actualizat	1,999,928
Venituri	actualizat	32,596,122
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	**actualizat**	**11,702,291**
rata de rentabilitate economică		**14.12%**
raportul beneficiu/costuri	**actualizat**	**4.64**

Valorile de mai sus reflecta faptul ca prin beneficiile sociale obtinute, investitia va avea o rentabilitate *buna, în toate scenariile peste rata sociala de actualizare recomandată de 5%. Totuși, pentru* Scenariul 1 – *selectat, indicatorii sunt ușor mai buni față de celelalte, ceea ce reflectă o eficiență economică și socială mai ridicată a investiției.*

4.8. Analiza de senzitivitate[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.

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

Consideram in ambele scenarii aceleasi riscuri si masuri de prevenire / diminuare a riscurilor.

Risc	Probabilitate de apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potențiale de modificare ale soluției tehnice	Scăzut	• asistenta tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului; • acoperirea cheltuielilor cu noua soluție tehnică din sumele cuprinse la cheltuielile diverse si neprevăzute.
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	• prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică şi financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); • impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.
Nerespectarea clauzelor contractuale unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	• - stipularea de garanții de buna execuție şi penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini şi responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	• stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fişe de post; • numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare; • motivarea personalului cuprins în echipa de proiect.
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitate de productie si a cererii foarte mari	Ridicat	• Incheierea de contracte si plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil. • Urmarirea indeaproape a statusului comenzilor si pastrarea unei relatii stranse cu furnizorii.
Riscuri financiare si economice		
Capacitatea insuficientă de finantare şi cofinantare la timp a investiției	Mediu	• alocarea şi rezervarea bugetului integral necesar realizării proiectului în bugetul consiliului local.
Creşterea inflației	Mediu	• realizarea bugetului în funcție de preturile existente pe piață; • cheltuielile generate de creşterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.
Cresterea pretului panourilor solare	Ridicat	• Incheierea de contracte si plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil. • Contracte de mentenanta pe termen lung.
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: - condițiile de climă şi temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	• planificare corespunzătoare a lucrărilor; • alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile climatice

Riscurile de accidente majore si/sau dezastre relevante pentru proiectul in cauza, inclusiv cele cauzate de schimbarile climatice, conform informatiilor stiintifice	*Mediu*	• *Alimentarea cu carburanti a utilajelor si mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizandu-se distributie sau prin unitati specializate autorizate si tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor. Incheierea de polite de asigurare de viata.*
Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminarii apei sau a poluarii atmosferice:	*Scazut*	• *-Managementu propus prin proiect privind colectarea si evacuarea apelor uzate menajere generate in timpul realizarii proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoare conduc la un risc minor*
Riscuri politice: *- schimbarea conducerii companiei*	*Scăzut*	*- Proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.*

Preţul de *achiziţie* al modulelor fotovoltaice are impactul cel mai important asupra *proiectului. La creşterea costului achiziţiei modulelor fotovoltaice, componenta esenţială a centralei investiţia nu mai este viabilă economic. Acest risc poată să apară, conjunctural, la o criză a preţului petrolului şi* implicit a energiei electrice, având în vedere *că* la producerea siliciului se *consumă multă energie. De* asemenea, *negocierea preţului de achiziţie trebuie să* fie în bugetul alocat.

Riscul de operare este generat fie de o proiectare defectuoasă, fie de achiziţia unor module *fotovoltaice de la un producător puţin credibil, fie de execuţia defectuoasă a lucrărilor de* montaj. În cele *mai multe situaţii, fabricanţii de module fotovoltaice au livrat puteri mai mici decât cele prevăzute în contract, deşi valorile nominale înscrise în fişele tehnice erau în limite* acceptabile. Riscul se poate evita cu un caiet de sarcini bine întocmit *şi* control de calitate *şi* cantitate sever. La montaj, personalul tehnic de specialitate *trebuie să fie bine instruit ca să poată face selecţia potrivită a modulelor la alcătuirea şirurilor* serie *şi* apoi legarea în paralel a *şirurilor* de module. *Dacă* puterea *nominală* este mai *mică cu 9,5%, investiţia nu mai este justificată* economic.

Costurile de operare sunt extrem de mici la tehnologia *fotovoltaică,* întrucât rata de *apariţie a defectelor* este *extrem de scăzută,* iar costurile de personal sunt foarte mici, procentual.

O tonă de CO2 economisită la producerea energiei electrice are un impact, la nivel social, relativ constant. Venitul *din exploatare are impact asupra viabilităţii financiar. Riscul de finalizare are impact foarte important asupra justificării economice.*

Depăşirea termenului de realizare, duce la pierderea de venituri. Pentru evitarea riscului, se impune un management eficient al resurselor *şi urmărirea* graficului de *execuţie* a *lucrărilor, cu luarea măsurilor corespunzătoare, la momentul potrivit.*

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

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

Principalele aspecte comparative ale celor 2 Scenarii analizate sunt:

Impact	Scenariul 1 Module fotoelectrice monocristaline in montaj fix	Scenariul 2 Module fotoelectrice monocristaline in montaj mobil (tracker) mono- axial
Putere instalata [MW]	3,500	2,700
Energie elctrica produsă în primul an [MWh/an]	4,646	4,031
Durata de implementare [luni]	12	12
Valoare Investitie [Lei] *	14,488,523	13,982,186
Valoare investitie specifica [Lei/kWp]*	3620,32	4623,74
Valoare investitie specifica [EUR/kWp]*	728,68	930,65
Valoarea *actualizată netă financiară a investiției* - VANF(C) (Mlei)	*-1,056,114*	*-3,227,214*
Valoarea *actualizată netă financiară a investiției din perspectiva proprietarului* - VANF(K)	*2,421,695*	*-544,333*
Rata de rentabilitate financiară a investiției - RIRF(C)	*3.11%*	*1.01%*
Rata de rentabilitate financiară a investiției din perspectiva proprietarului - RIRF(K)	*6.52%*	*3.40%*

*Valori fara TVA

In urma analizei indicatorilor prezentati in tabelul anterior, rezulta ca solutia optima pentru Construirea parcului fotovoltaic CEF Parc Termo 2022, este solutia prezentata in Scenariul 1 - Module fotoelectrice monocristaline in montaj fix

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

Scenariul recomandat este Scenariul 1, acesta avand performante tehnice si financiare mai bune decat Scenariul 2.

- Putere instalata si productie de energie electrica mai mari in cazul Scenariului1 fata de Scenariul 2.
- Cost de implementare al Scenariului 1 mai mic decat cel al Scenariului 2

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

a) obţinerea si amenajarea terenului;

Investitorul, PARC TERMO 2022 SRL detine un contract de inchiriere pentru 30 ani asupra suprafetei de teren de 55.600 mp alocata terenului. Contractul de inchiriere este notat in cartea funciara CF 61712, Ludus.

b) asigurarea utilităţilor necesare funcţionării obiectivului;

- Alimentarea cu apa: *nu este cazul*
- Evacuarea apelor uzate: *nu este cazul*
- Energie termica: *nu este cazul*
- Alimentarea cu energie electrica: *S-a obtinut de la operatorul de distributie aviztul tehnic de racordare(ATR) cu nr, 7030221118449/25.01.2023*

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*;

Locația din tema de proiectare, situată la coordonatele 46.473783, 24.052871, este un teren preponderent orIzontal.

*Pe acest teren se vor monta un număr corespunzator de panouri fotovoltaice amplasate conform planului de situație, pentru o putere instalată de aproximativ 4,*002 MWp.

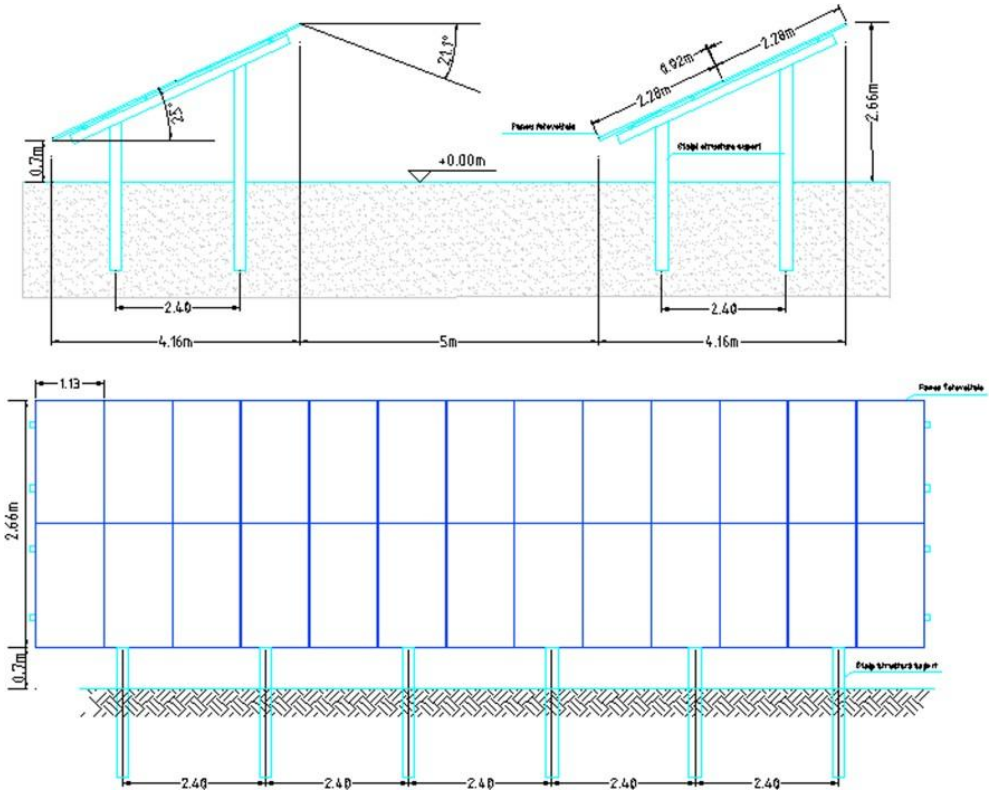
Descrierea soluției tehnice

- panourile fotovoltaice vor fi monocristalin, sau echivalent;
- structura de montaj va fi fixa, orientata spre sud;

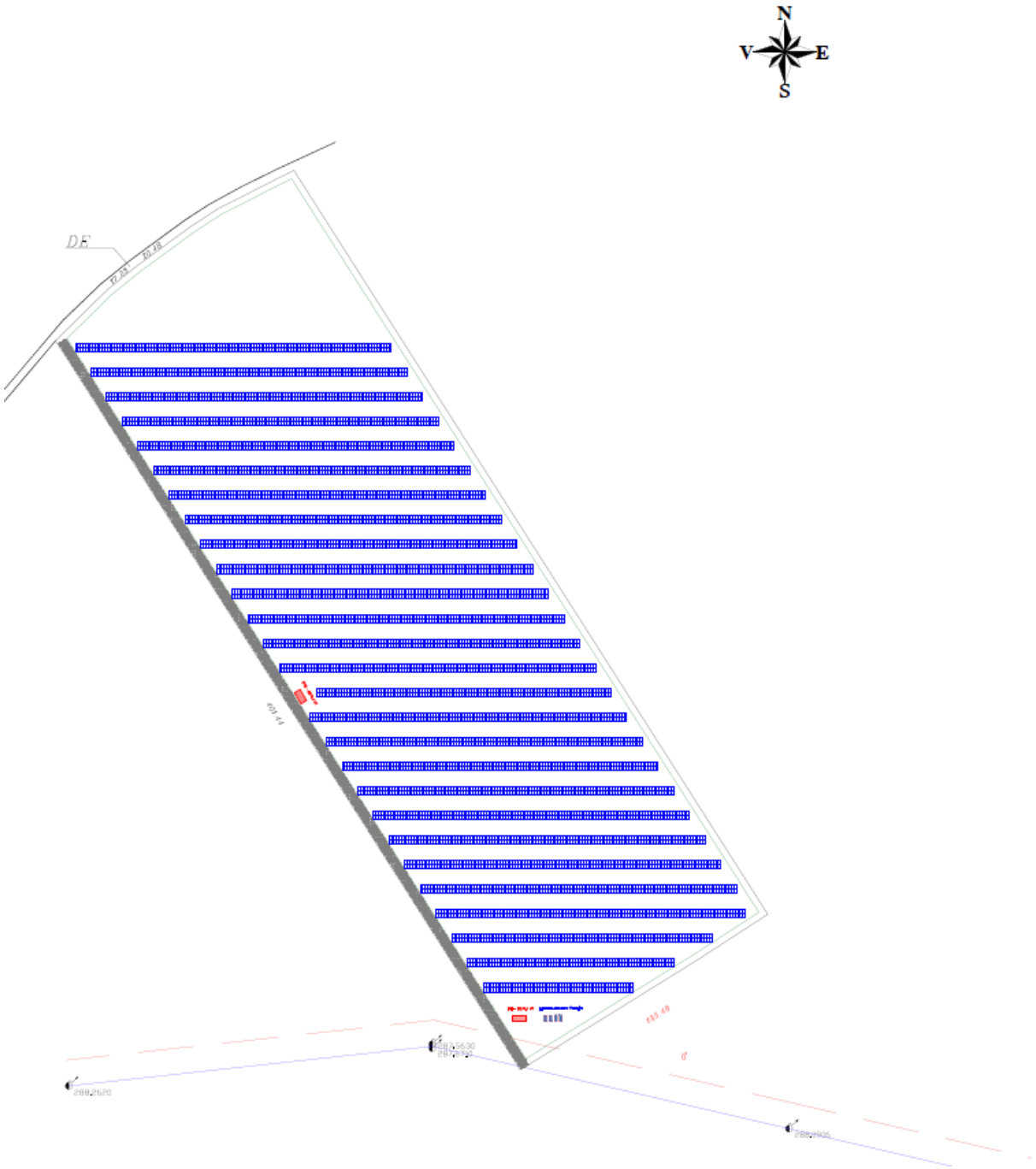
Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electrică și *livrării* în sistemul de *distribuție* a energiei electrice, începând de la sursele de *energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ.* **Modulele fotovoltaice vor fi instalate**

prin intermediul structurii de montaj pe panta sudică (unghi de azimut 0° și înclinare 25°-35°) aferent structurii de montaj. *La intrarea (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate unidirecționale se vor instala la exterior, pe structura pe care se vor instala modulele,* prin*s in spatele structurilor modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune alternativă)* invertoarelor de putere trifazate *unidirecțion*ale se vor racorda în tablouri electrice *distribuție* invertoare (TED *INV) al CEF, amplasate lângă invertoare și care se vor monta asemănător cu invertoarele. Din Tablourile electrice distribuție invertoare (TED INV) al CEF se vor poza cabluri* de energie pana in postul de transformare 0.4/20 kV.

Vedere laterală a structurii de montaj(exemplu):



Amplasarea modulelor fotovoltaice – vedere în plan:



Date generale ale soluției tehnice analizate:

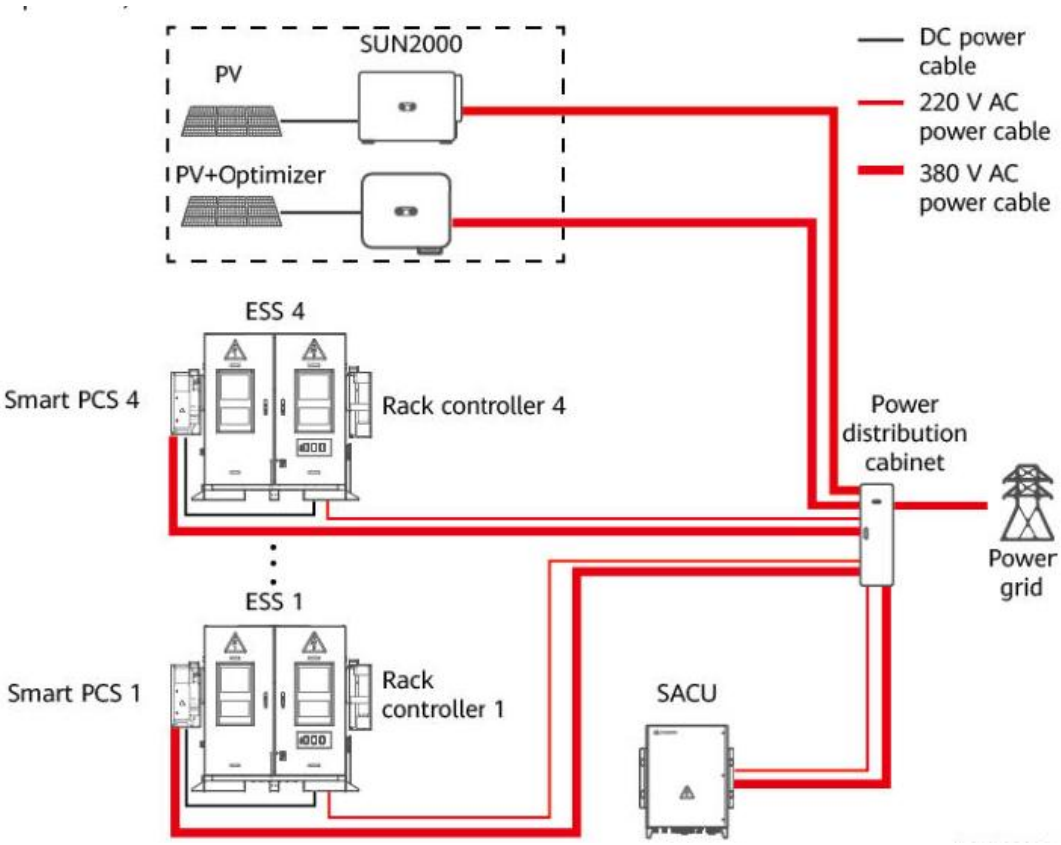
- structura de montaj fixa, orientare spre sud, inclinare cuprins inte 25°- 35°
- panouri solare model Trinasolar Vertex N_TSM-NEG19RC.20, sau echivalent;
- invertoare model Huawei SUN2000-100KTL-M2, sau echivalent;
- Instalatie de stocare formata din 4 module LUNA 2000-200KWH (Huawei) sau echivalente

- estimarea de *producție* au fost realizate cu ajutorul soft-ului specializat PVGis luand in considerare un unghi de inclinatie al panourilor fata de sol de 35° pentru panouri fotovoltaice de 600Wp.

- Rezultatele *simulării:*

- puterea instalata in panouri (Pi CC): 4,002 MWp;
- puterea instalata in invertoare (Pi CA): 3,5 MW;
- raportul CC/CA: 1,143;
- *producția* specifica (yield): 1161 kWh/kWp/an
- *producția* anuala estimata in primul an : 4.646 MWh/an;

Schema de pricipiu simplificata a CEF:



Conform raportului PVGis si a fiselor tehnice ale panourilor fotovoltaice rezulta urmatoarele date de productie energie electrica:

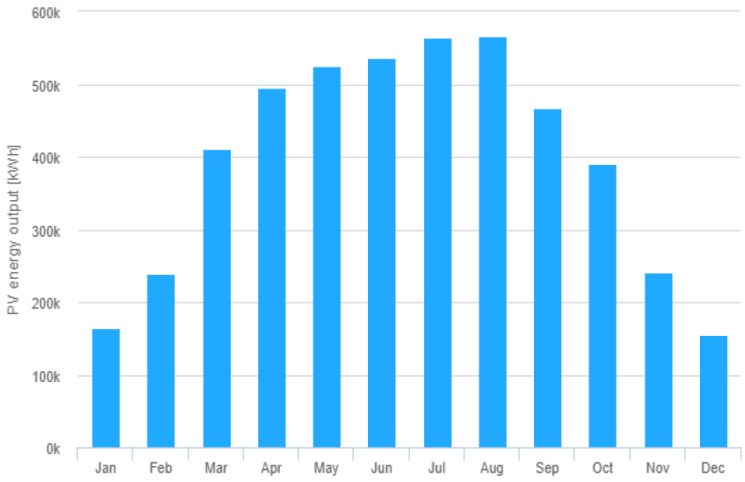
PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	0	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	0	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	0	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**
Degradare anuală	*%*	0	0.00%	1.00%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	*%*	0	100.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,553.21**	**4,535.00**	**4,516.86**	**4,407.91**	**4,390.27**	**4,462.87**	**4,445.02**	**4,337.80**
Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani)	***Mwh/an***	**0**	**4,370.37**								
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	***MWh***	**0**	**87,407.42**								

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	*MWh/an*	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	*MW*	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	*MWh/an*	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**
Degradare anuală	*%*	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	*%*	97.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**4,320.45**	**4,391.89**	**4,374.33**	**4,356.83**	**4,339.40**	**4,322.04**	**4,304.76**	**4,200.92**	**4,184.12**	**4,167.38**	**4,150.71**

Notă: Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani) a fost calculată ținând cont de factorii de degradare anuală a instalației conform indicațiilor producătorilor, precum și de gradul de disponibilitate a instalației – fără perioadele de intervenție pentru mentenanță, întreținere și reparații periodice si capitale.

Productia lunara de energie electrica in primul an este prezentata in graficul de mai jos:

Monthly energy output from fix-angle PV system:



d) probe tehnologice şi teste.

Probele tehnologice și testele vor fi realizate conform:

- *PE 116/1995 „Normativ de încercări şi măsurători la echipamente şi instalații electrice".*
- *Ordinul 30/2013 privind aprobarea normei tehnice ,, Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice" din care articolul 2 din anexă a fost aprograt prin Ordinul 208/2018 modificat prin ordinul* ANRE 51/2019 ,, Ordin de *aprobare a procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public, împreună cu anexa ,, Procedură de notificare pentru racordare a unităților generatoare si de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele* electrice de interes public
- SR EN 62446-1:2016/A1:2019 - *Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 1: Sisteme conectare la rețea. Documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție;*
- SR EN IEC 62446-2:2020 – *Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 2: Sisteme conectate la rețea. Mentenanța sistemelor* fotovoltaice;
- SR EN 61724-1:2017 - *Performanţa unui sistem fotoelectric. Partea 1: Monitorizare.*

După terminarea execuției trebuie efectuată o verificare finală care va cuprinde toate verificările prescrise de normativul NTE 116 /2001 astfel:

- *verificarea şi încercarea echipamentelor noi montate;*
- *punerea în funcțiune.*

Muncitorii care efectuează punerea în funcțiune sunt obligați să acționeze conform instrucțiunilor proprii de protecţie a muncii şi a normelor pentru prevenirea incidentelor, precum şi a normelor generale de protecţia muncii. Punerea în funcțiune se va face numai după ce au fost efectuate toate verificările prescrise de normativele în vigoare. Verificările vor fi efectuate de către executantul lucrării cu electricieni atestați pentru aceste operații, iar ca aparate şi utilaje se vor folosi numai cele care a*u buletine de verificare emise de unități autorizate atestate la zi.*

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;

Principalii indicatori caracteristici ai Scenariului optim, sunt:

Nr. Crt.	Valoare	Valoare fara TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)
I.	**Valoarea totală a investiției (I=II+III)**	**14,488,523.29**	**17,241,342.71**
	din care C+M	**1,344,027.06**	**1,599,392.20**

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă - elemente fizice/capacităţi fizice care să indice atingerea ţintei obiectivului de investiţii - şi, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele şi reglementările tehnice în vigoare;

Solutia optima din punct de vedere tehnico-economic, este caracterizata prin:

- Panouri fotovoltaice avand o putere unitara cuprinsa intre 600 - 620 W,;
- *Invertoare descentralizate montate pe structurile de susținere a panourilor* fotovoltaice; posturile de transformare 0,4/20 kV sunt montate în containere pentru exterior;
- Azimut 0° - orientarea panourilor spre sud;
- *Unghiul de înclinare a panourilor față de planul terenului 2*5°-35°;
- Dispunere panouri: portret
- *Putere instalată DC = 4,*002 MWp;
- *Putere instalată AC* = 3,5 MW;
- *Producția specifică = 11*61 kWh/kWp/an;
- *Producție anuală*(PVGis) = 4.646 MWh/an;

- *Eficiența echipamentelor:*
  - *panourilor trebuie să fie:*> 22 % pentru panouri monocristaline din siliciu in conditii de testare STC;
  - Invertoare: > 98%

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură	Valoare
Indicatorul I.1	*Capacitate nou instalată de producere a energiei din* surse regenerabile eolian, solar sau hidro	MW	3,50
Indicatorul I.2	*Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră*	Echivalent tone de CO2/an	2.674,25
Indicatorul I.3	*Producţia medie de energie din surse regenerabile*	MWh/an	4.370,37
Indicatorul I.4	*Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință*	MWh	87.407,42
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	%	14,25

c) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii;

Determinarea costurilor de investiție și de înlocuire, a costurilor de operare fixe și variabile, a *veniturilor și a surselor de finanțare, permite evaluarea rentabilității proiectului prin estimarea următorilor indicatori:*

- *Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C) și rata de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C) – în cazul evaluării rentabilității proiectului din perspectiva investiției; și*
- *Valoarea actualizată netă financiară (VANF/K) și (ii) rata de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/K) – în cazul evaluării rentabilității proiectului din perspectiva* proprietarului.

Conform Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană, în calculele analizei financiare este utilizată o rată de actualizare de 4% în termeni reali.

În conformitate cu Ghidul programului"Fondul pentru Modernizare- Program-cheie nr. 1 – Surse *regenerabile de energie și stocarea energiei-Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile aferent apelului de proiecte pentru societăți și regii autonome" specific investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, analiza financiară este elaborată folosind o perioadă de referință de 21 de ani, incluzând 1 ani de construcție și 20 de ani de operare.*

Rezultatele analizei rentabilității proiectului din perspectiva investiției

Indicator	*u.m.*	*Valoare*
Rata de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	*%*	*3.07%*
Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C)	*mRON*	*-1,114,054*

Rezultatele analizei rentabilității proiectului din perspectiva investitorului (valoarea investiției din care se scade valoarea sumei nerambursabile)

Indicator	*u.m.*	*Valoare*
Rata de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/K)	*%*	*6.45%*
Valoarea actualizată netă financiară (VANF/K)	*mRON*	*2,363,755*

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

Durata de execuție a lucrărilor proiectului, este de 12 luni

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

Materialele, echipamentele *şi* aparatajul folosit corespund normelor tehnice în vigoare *pentru linii electrice aeriene şi subterane de joasă tensiune,* medie tensiune *şi înaltă tensiune.*

Conexiunile între *instalația producătorului şi* RET este *controlată* în toate situatiile, de *întrerupătoare capabile să întrerupă curentul maxim de scurtcircuit în punctul de* racordare.

În solutiile tehnice de racordare s-a tinut seama de *următoarele:*

- *configuratia, parametrii tehnici şi încărcarea RED si RET din zona analizată;*
- *parametrii energetici pe care trebuie să ii îndeplinească parcul electric fotovoltaic atât în cazul în care distributia energiei se face pe medie tensiune cât şi pe înaltă tensiune trebuie să se încadreze între parametrii actuali ai retelelor electrice existente;*
- *noii parametrii energetici ai unui punct de consum existent care se redefinesc;*
- *cerintele legale privind zonele de protectie şi de siguranță RED si RET coroborate cu conditiile de mediu, dotare tehnico-edilitară şi limitele de proprietate;*
- *parametrii de compatibilitate electromagnetică ai consumatorilor existenti în*

interactiune cu cei ai noului consumator (descrierea regimului deformant introdus în retea de noul producător şi a măsurilor de neutralizare a acestora daca este cazul);

- *previzibiliatatea obtinerii avizelor, acordurilor, autorizatiilor legale necesare pentru ocuparea cu instalații electrice a unui amplasament sau pentru modificarea RET existentă.*
- *modul de functionare, în regim insularizat, al producătorului, prin care acesta să asigure numai alimentare cu energie electrică a propriilor instalații de utilizare; Standardul IEEE 519- 2014 "Recommended Practices and Requirements for Harmonic*

Distorsiuni armonice:

- *Armonici totale ale curentului < 2.5%*
- *Armonici totale ale tensiunii < 2.5%*
- *Factor de putere > 0,9*

Mod de contorizare a energiei:

- *contorizarea în toate solutiile se va face cu ajutorului unui contor electronic cu dublu sens, prin intermediul transformatorilor de curent şi tensiune cu posibilitatea transmiterii datelor la distantă, prin soluții conforme Codului de măsurare.*

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.

SURSE DE FINANTARE	**Unit**	**Anul 1**
Valoarea finanţării publice solicitate (200.000 euro X 3,5 MWX 4.9683 lei/euro	*RON/an*	3,477,810
Contributia proprie, din care:	*RON/an*	11,010,713
Cheltuieli eligibile	*RON/an*	5,675,520
Cheltuieli neeligibile	*RON/an*	5,335,193
TOTAL SURSE DE FINANTARE	***RON/an***	**14,488,523**

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME

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

La momentul elaborarii Studiului de Fezabilitate a fost obtinut Certificatul de Urbanism 10/19.01.2023, cu valabilitate prelungita pana in data de 19.01.2025

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

Terenul *pe care se va realiza investiția* este încadrat extravilan, având numerul cadastral CF 61712,

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

Decizia etapei de evaluare initiala nr. 2036/08.05.2023 emisa de catre Agentia Pentru Protectia Mediului Mures.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor

- Aviz tehnic de racordare: ATR nr. 7030221118449/25.01.2023 emis de catre DEER SA.
- Certificat de urbanism nr. 10/19.01.2023 actualizat, eliberat de catre primaria Ludus
- Decizia etapei de evaluare initiala nr. 2036/08.05.2023 emisa de catre Agentia Pentru Protectia Mediului Mures.
- Studiu geotehnic nr. 2233/2023, elaborate de catre Terra Drill SRL

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

Plan topografic din data de 28.05.2024

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

- Studiu geotehnic nr. 2233/2023 elaborat de catre Terra Drill SRL,

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

7.1. Informaţii despre entitatea responsabilă cu implementarea investiţiei

Entitatea responsabila cu Implemenatrea Proiectului este Societatea PARC TERMO 2022 SRL ale carei date de identificare, conform Actului constitutiv:

Date de identificare ale Societății PARC TERMO 2022 SRL

Denumire operator	PARC TERMO 2022 S.R.L.
Sediul social	J*ud. Mureş,* Oras Ludus, Strada 1 Mai, nr.34
Activitatea *principală*	3511 – *producția de energie electrică*
Codul Unic de Înregistrare	46315201
Atributul fiscal	-
Numărul de ordine în Registrul *Comerțului*	J26/1017/2022
Certificatul de înregistrare	-
Forma de organizare	*Societate cu Răspundere Limitată*
Proprietari	Nemes Sorin 50% Urcan Ionas Florin 50%
Capitalul social	100.200 lei
Numărul de parti sociale	10.020 *părți sociale*
Valoarea *nominală* a unei *acțiuni*	10 lei

Sursa: Date furnizate de Societatea PARC TERMO 2022 SRL

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

Graficul de implementare *a investiției* cu esalonarea investitiei pe ani se prezinta astfel:

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiect Tehnic si DDE	x	x										
2	Obtinere AC	x	x	x	x								
3	Achizitie executie			x	x								
4	Semnare contract de finantare	x	x	x									
5	*Lucrări* de racordare		x	x	x	x							
6	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
7	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	*Obținerea* certificatului de racordare										x	x	
9	Întocmire raport audit											x	x

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

În calitate de beneficiar al *aplicației de finanțare,* PARC TERMO 2022 SRL este o societate *nou înființată*.

Din acest motiv, activitatea de operare si mentenata va fi initial externalizata urmand ca dupa punerea in functiune sa fie instruit personalul propriu.

Principalele activitati din categoria de operare si mentenanta sunt:

- Operarea *și întreținerea instalației;*
- Asigurarea *siguranței* Parcului, printr-un centru de monitorizare;
- *Achiziționarea* și testarea tuturor bunurilor și serviciilor necesare pentru *funcționarea și întreținerea Parcului;*

- Revizuirea, verificarea facturilor și efectuarea *plaților către* furnizorii de echipamente si consumabile;
- *Păstrarea* registrelor și *înregistrărilor* contabile aferente Parcului;
- *Întocmirea și menținerea* de previziuni, rapoarte, *înregistrări* și planuri de *producție* energetice;
- *Achiziționarea,* plata și *menținerea* în vigoare a *polițelor* de asigurare;
- Gestionarea daunelor acoperite de asigurare, inclusiv notificarea *oricăror* evenimente sau incidente care pot duce la astfel de daune;
- Monitorizarea *instalației* de *măsurare* a sistemului;
- Elaborarea Planului de *Funcționare* și *Întreținere* al Parcului;
- Tratarea și eliminarea tuturor *deșeurilor* (materiale periculoase, uleiuri și gunoi, etc.) generate pe durata contractului,
- Efectuarea *testării* periodice a *instalațiilor* aferente Parcului;
- Planificarea, *gestionarea și* executarea tuturor întreruperilor planificate și *întreținerea programată;*
- Optimizarea procedurilor de *curățare* si *întreținere* a Parcului, pe baza de proceduri;
- Gestionarea stocurilor și pieselor de schimb;
- Calibrarea echipamentelor meteo;
- *Curățarea* modulelor fotovoltaice;

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale

În vederea asigurării unei capacități operaționale corespunzătoare pentru implementarea proiectului, Solicitantul va subcontracta serviciile unui consultant în management și implementare de proiecte. Acesta trebuie să dețină expertiză specifică în managementul și implementarea proiectelor cu finanțare nerambursabilă.

*Consultantul în management și implementare de proiecte cu finanțare nerambursabilă ce va fi selectat trebuie să facă dovada expertizei în implementarea cu succes de proiecte. Această expertiză poate fi probată, de exemplu prin: (1) numărul proiectelor impl*ementate, (2) valoarea *granturilor, (3) domeniile de acțiune a proiectelor implementate, (4) frecvența și valoarea corecțiilor financiare aplicate proiectelor și (5) capacitatea resursei umane – numărul angajaților, precum și cunoștințele și aptitudinile angajaților probate prin studii si experiență.*

Echipa consultantului trebuie să cuprindă minim următorii experți: manager de proiect, expert financiar și expert achiziții/juridic. Dintre activitățile prestate de aceștia enumerăm:

- *asistență la organizarea procedurilor de achiziții publice, conform legislației în vigoare și cerințelor prevăzute în contractul de finanțare;*
- *realizarea rapoartelor tehnice și financiare, intermediare și finale, în vederea depunerii la* Autoritatea de Management;
- *realizarea cererilor de transfer precum și a documentației justificative anexate;*
- *asistență cu ocazia vizitelor pe teren a reprezentanților AM;*
- *asistență în monitorizarea proiectului;*

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI

Avand in vederea analizele prezentate in capitolele anterioare, rezulta ca solutia cea mai favorabila este cea prezentata in Scenariul 1 : Module fotoelectrice monocristaline in montaj fix, aceasta asigurand o productie de energie superioara raportata la investitia specifica.

B. Anexe

1. Anexe financiare
2. *Plan de amplasare în zonă;*
3. *Plan de situaţie*-Scenariul 1;
4. Simulare PVGis – Varianta 1
5. Simulare PVGIS – Varianta 2
6. Fisa tehnica Panouri fotvoltaice
7. Fisa Tehnica Invertoare
8. ADEVERINTA ANRE NR. 2023108 46 I 26.06.2023 Electrician Autorizat

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 1

IPOTEZE DE BAZA	
Durata de realizare a lucrărilor (ani)	1
Durata de viata a investitiei (ani)	20.00
Rata de actualizare financiara (%)	4%
Primul an de implementare a investitiei	2025

<<< PERIOADA DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI >>>> <<<< PERIOADA DE OPERARE A INVESTITIEI >>>>>

COSTUL INVESTITIEI	Unit	Anul 1 2025	Anul 2 2026	Anul 3 2027	Anul 4 2028	Anul 5 2029	Anul 6 2030	Anul 7 2031	Anul 8 2032	Anul 9 2033	Anul 10 2034	Anul 11 2035	Anul 12 2036	Anul 13 2037	Anul 14 2038	Anul 15 2039	Anul 16 2040	Anul 17 2041	Anul 18 2042	Anul 19 2043	Anul 20 2044	Anul 21 2045
Costul total al investitiei, din care:	RON/an	14,488,523	0	0	0																	
Cheltuieli diverse si neprevazute, rezerva de implementare și marja de preț	RON/an	2,892,824	0	0	0																	
Costul total al investitiei mai putin costurile diverse si neprevazute, rezerva de implementare și marja de preț	RON/an	11,595,699	0	0	0																	
Structura investitiei pe ani	%	*100.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*																	

SURSE DE FINANTARE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Valoarea finanțării publice solicitate (200.000 euroX3,5MW)	RON/an	3,477,810	0	0	0																	
Contributia proprie, din care:	RON/an	11,010,713	0	0	0																	
Cheltuieli eligibile	RON/an	5,675,520	0	0	0																	
Cheltuieli neeligibile	RON/an	5,335,193	0	0	0																	
TOTAL SURSE DE FINANTARE	***RON/an***	**14,488,523**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	MWh/an	0	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83	1,160.83
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	MW	0	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020	4.0020
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	MWh/an	0	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66	4,645.66
Producție maximă instalație	***MWh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**	**4,645.66**
Degradare anuală	%	0	0.00%	1.00%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	%	0	100.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**4,645.66**	**4,553.21**	**4,535.00**	**4,516.86**	**4,407.91**	**4,390.27**	**4,462.87**	**4,445.02**	**4,337.80**	**4,320.45**	**4,391.89**	**4,374.33**	**4,356.83**	**4,339.40**	**4,322.04**	**4,304.76**	**4,200.92**	**4,184.12**	**4,167.38**	**4,150.71**
Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani)	***Mwh/an***	**0**	**4,370.37**																			
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	***MWh***	**0**	**87,407.42**																			

VENITURI DIN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție energie electrică	Mwh/an	0	4,646	4,553	4,535	4,517	4,408	4,390	4,463	4,445	4,338	4,320	4,392	4,374	4,357	4,339	4,322	4,305	4,201	4,184	4,167	4,151
Preț de vânzare	RON/Mwh	0.00	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28
TOTAL VENITURI OPERATIONALE	RON/an	**0**	**1,757,343**	**1,722,372**	**1,715,483**	**1,708,621**	**1,667,407**	**1,660,737**	**1,688,199**	**1,681,446**	**1,640,888**	**1,634,324**	**1,661,350**	**1,654,704**	**1,648,085**	**1,641,493**	**1,634,927**	**1,628,387**	**1,589,109**	**1,582,752**	**1,576,421**	**1,570,116**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 1

CHELTUIELI DE OPERARE SI INTRETINERE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
a) Costuri fixe	***RON/an***	**0**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**	**510,055**
Costuri cu mentenanța, intretinere si reparatii	*RON/an*	0	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167	52,167
Costuri de personal	*RON/an*	0	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669
Costuri administrative	*RON/an*	0	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505	204,505
Costuri cu utilitățile	*RON/an*	0	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905
Costuri cu telecomunicatiile	*RON/an*	0	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810
b) Costuri variabile	***RON/an***	**0**	**19,331**	**18,946**	**18,870**	**18,795**	**583,982**	**117,255**	**18,570**	**584,137**	**117,037**	**616,622**	**18,275**	**18,202**	**18,129**	**18,056**	**17,984**	**17,912**	**583,121**	**116,397**	**615,986**	**17,271**
Taxe ANRE	*RON/an*	0	1,757	1,722	1,715	1,709	1,667	1,661	1,688	1,681	1,641	1,634	1,661	1,655	1,648	1,641	1,635	1,628	1,589	1,583	1,576	1,570
Costuri Inlocuire echipamente degradate	*RON/an*	0	0	0	0	0	565,641	98,987	0	565,641	98,987	598,645	0	0	0	0	0	0	565,641	98,987	598,645	0
Cheltuieli cu materiale diverse	*RON/an*	0	17,573	17,224	17,155	17,086	16,674	16,607	16,882	16,814	16,409	16,343	16,613	16,547	16,481	16,415	16,349	16,284	15,891	15,828	15,764	15,701
TOTAL COSTURI DE OPERARE SI MENTENANTA	***RON/an***	**0**	**529,386**	**529,001**	**528,926**	**528,850**	**1,094,038**	**627,311**	**528,625**	**1,094,192**	**627,092**	**1,126,678**	**528,330**	**528,257**	**528,184**	**528,112**	**528,039**	**527,968**	**1,093,176**	**626,453**	**1,126,041**	**527,327**

CALCULUL INDICATORILOR FINANCIARI AI INVESTITIEI	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Costul total al investitiei	*RON/an*	14,488,523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	529,386	529,001	528,926	528,850	1,094,038	627,311	528,625	1,094,192	627,092	1,126,678	528,330	528,257	528,184	528,112	528,039	527,968	1,093,176	626,453	1,126,041	527,327
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,757,343	1,722,372	1,715,483	1,708,621	1,667,407	1,660,737	1,688,199	1,681,446	1,640,888	1,634,324	1,661,350	1,654,704	1,648,085	1,641,493	1,634,927	1,628,387	1,589,109	1,582,752	1,576,421	1,570,116
Valoarea reziduala	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE NUMERAR NET	***RON/an***	**-14,488,523**	**1,227,957**	**1,193,371**	**1,186,557**	**1,179,771**	**573,369**	**1,033,427**	**1,159,574**	**587,254**	**1,013,796**	**507,647**	**1,133,020**	**1,126,447**	**1,119,901**	**1,113,381**	**1,106,888**	**1,100,420**	**495,932**	**956,300**	**450,381**	**1,042,789**

RIRF/C	**%**	**3.07%**
VANF/C	**RON**	**-1,114,054**

CALCULUL INDICATORILOR FINANCIARI AI INVESTIȚIEI	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	529,386	529,001	528,926	528,850	1,094,038	627,311	528,625	1,094,192	627,092	1,126,678	528,330	528,257	528,184	528,112	528,039	527,968	1,093,176	626,453	1,126,041	527,327
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,757,343	1,722,372	1,715,483	1,708,621	1,667,407	1,660,737	1,688,199	1,681,446	1,640,888	1,634,324	1,661,350	1,654,704	1,648,085	1,641,493	1,634,927	1,628,387	1,589,109	1,582,752	1,576,421	1,570,116
Valoarea reziduala	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu dobanda la creditul pentru cofinantarea proiectului (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Rambursarea creditului pentru cofinantarea proiectului (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia de la Bugetul Statului	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia proprie	*RON/an*	11,010,713	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE NUMERAR NET	***RON/an***	**-11,010,713**	**1,227,957**	**1,193,371**	**1,186,557**	**1,179,771**	**573,369**	**1,033,427**	**1,159,574**	**587,254**	**1,013,796**	**507,647**	**1,133,020**	**1,126,447**	**1,119,901**	**1,113,381**	**1,106,888**	**1,100,420**	**495,932**	**956,300**	**450,381**	**1,042,788**

RIRF/K	**%**	**6.45%**
VANF/K	**RON**	**2,363,755**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 1

CALCULUL SUSTENABILITATII FINANCIARE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
SURSE DE FINANTARE																						
Publice																						
Valoarea finanţării publice solicitate (200.000 euroX3,5MW)	*RON/an*	3,477,810	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia proprie	*RON/an*		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Private																						
Contributie privata	*RON/an*	11,010,713	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Credit bancar pentru finantarea investitiei (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0																		
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,757,343	1,722,372	1,715,483	1,708,621	1,667,407	1,660,737	1,688,199	1,681,446	1,640,888	1,634,324	1,661,350	1,654,704	1,648,085	1,641,493	1,634,927	1,628,387	1,589,109	1,582,752	1,576,421	1,570,116
TOTAL INTRARI DE NUMERAR	***RON/an***	**14,488,523**	**1,757,343**	**1,722,372**	**1,715,483**	**1,708,621**	**1,667,407**	**1,660,737**	**1,688,199**	**1,681,446**	**1,640,888**	**1,634,324**	**1,661,350**	**1,654,704**	**1,648,085**	**1,641,493**	**1,634,927**	**1,628,387**	**1,589,109**	**1,582,752**	**1,576,421**	**1,570,116**
Plata creditului pentru cofinantarea proiectului (include si cheltuiala cu dobanda)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	529,386	529,001	528,926	528,850	1,094,038	627,311	528,625	1,094,192	627,092	1,126,678	528,330	528,257	528,184	528,112	528,039	527,968	1,093,176	626,453	1,126,041	527,327
TOTAL IESIRI DE NUMERAR	***RON/an***	14,488,523	529,386	529,001	528,926	528,850	1,094,038	627,311	528,625	1,094,192	627,092	1,126,678	528,330	528,257	528,184	528,112	528,039	527,968	1,093,176	626,453	1,126,041	527,328
Flux de numerar net	*RON/an*	0	1,227,957	1,193,371	1,186,557	1,179,771	573,369	1,033,427	1,159,574	587,254	1,013,796	507,647	1,133,020	1,126,447	1,119,901	1,113,381	1,106,888	1,100,420	495,932	956,300	450,381	1,042,788
FLUX DE NUMERAR NET CUMULAT	*RON/an*	**0**	**1,227,957**	**2,421,328**	**3,607,885**	**4,787,656**	**5,361,025**	**6,394,452**	**7,554,025**	**8,141,280**	**9,155,075**	**9,662,722**	**10,795,742**	**11,922,189**	**13,042,090**	**14,155,472**	**15,262,359**	**16,362,779**	**16,858,712**	**17,815,011**	**18,265,392**	**19,308,180**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 1

IPOTEZE DE BAZA	
Durata de realizare a lucrărilor (ani)	1
Durata de viata a investitiei (ani)	20.00
Rata de actualizare ECONOMICĂ (%)	5%
Primul an de implementare a investitiei	2023

		<<< PERIOADA DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI >>>>										<<<< PERIOADA DE OPERARE A INVESTITIEI >>>>>										
CALCULUL INDICATORILOR ECONOMICI AI INVESTITIEI	**Unit**	**Anul 1**	**Anul 2**	**Anul 3**	**Anul 4**	**Anul 5**	**Anul 6**	**Anul 7**	**Anul 8**	**Anul 9**	**Anul 10**	**Anul 11**	**Anul 12**	**Anul 13**	**Anul 14**	**Anul 15**	**Anul 16**	**Anul 17**	**Anul 18**	**Anul 19**	**Anul 20**	**Anul 21**
Costul total al investitiei (mai putin costurile diverse si neprevazute)	*RON/an*	14,488,523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	529,386	529,001	528,926	528,850	1,094,038	627,311	528,625	1,094,192	627,092	1,126,678	528,330	528,257	528,184	528,112	528,039	527,968	1,093,176	626,453	1,126,041	527,327
CORECȚII FISCALE	*RON/an*	-122,912	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429	-89,429
TOTAL COSTURI AJUSTATE	***RON/an***	**14,365,612**	**439,957**	**439,572**	**439,496**	**439,421**	**1,004,608**	**537,881**	**439,196**	**1,004,763**	**537,663**	**1,037,248**	**438,901**	**438,828**	**438,755**	**438,682**	**438,610**	**438,538**	**1,003,747**	**537,023**	**1,036,611**	**437,897**
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,757,343	1,722,372	1,715,483	1,708,621	1,667,407	1,660,737	1,688,199	1,681,446	1,640,888	1,634,324	1,661,350	1,654,704	1,648,085	1,641,493	1,634,927	1,628,387	1,589,109	1,582,752	1,576,421	1,570,116
Venituri economice:	*RON/an*	0	1,422,214	1,393,912	1,388,337	1,382,783	1,349,429	1,344,031	1,366,256	1,360,791	1,327,967	1,322,655	1,344,527	1,339,149	1,333,792	1,328,457	1,323,143	1,317,851	1,286,063	1,280,918	1,275,795	1,270,691
CUANTIFICAREA BENEFICIILOR - reducere emisii CO2	*RON/an*	*0*	*1,422,214*	*1,393,912*	*1,388,337*	*1,382,783*	*1,349,429*	*1,344,031*	*1,366,256*	*1,360,791*	*1,327,967*	*1,322,655*	*1,344,527*	*1,339,149*	*1,333,792*	*1,328,457*	*1,323,143*	*1,317,851*	*1,286,063*	*1,280,918*	*1,275,795*	*1,270,691*
Cantitate CO2 redusă	*To/an*	*0*	*2,843*	*2,786*	*2,775*	*2,764*	*2,697*	*2,686*	*2,731*	*2,720*	*2,654*	*2,644*	*2,687*	*2,677*	*2,666*	*2,655*	*2,645*	*2,634*	*2,571*	*2,560*	*2,550*	*2,540*
Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (media pe 20 de ani)	*To/an*	*0*	*2,674*																			
Preț CO2	*lei/to*	*0*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*	*500.31*
TOTAL VENITURI AJUSTATE	***RON/an***	**0**	**3,179,558**	**3,116,285**	**3,103,819**	**3,091,404**	**3,016,836**	**3,004,768**	**3,054,456**	**3,042,238**	**2,968,855**	**2,956,980**	**3,005,877**	**2,993,853**	**2,981,878**	**2,969,950**	**2,958,070**	**2,946,238**	**2,875,171**	**2,863,671**	**2,852,216**	**2,840,807**
Valoarea reziduala	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE NUMERAR NET	***RON/an***	**-14,365,612**	**2,739,601**	**2,676,713**	**2,664,323**	**2,651,983**	**2,012,227**	**2,466,887**	**2,615,259**	**2,037,475**	**2,431,192**	**1,919,731**	**2,566,976**	**2,555,026**	**2,543,123**	**2,531,268**	**2,519,460**	**2,507,700**	**1,871,424**	**2,326,647**	**1,815,605**	**2,402,910**

RIRE/C	**%**	**16.56%**
VANE/C	**RON**	**15,874,394**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 2

IPOTEZE DE BAZA	
Durata de realizare a lucrărilor (ani)	1
Durata de viata a investitiei (ani)	20.00
Rata de actualizare financiara (%)	4%
Primul an de implementare a investitiei	2025

<<< PERIOADA DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI >>>> <<<< PERIOADA DE OPERARE A INVESTITIEI >>>>>

COSTUL INVESTITIEI	Unit	Anul 1 2025	Anul 2 2026	Anul 3 2027	Anul 4 2028	Anul 5 2029	Anul 6 2030	Anul 7 2031	Anul 8 2032	Anul 9 2033	Anul 10 2034	Anul 11 2035	Anul 12 2036	Anul 13 2037	Anul 14 2038	Anul 15 2039	Anul 16 2040	Anul 17 2041	Anul 18 2042	Anul 19 2043	Anul 20 2044	Anul 21 2045
Costul total al investitiei, din care:	RON/an	13,982,186	0	0	0																	
Cheltuieli diverse si neprevazute, rezerva de implementare și marja de preț	RON/an	2,790,837	0	0	0																	
Costul total al investitiei mai putin costurile diverse si neprevazute, rezerva de implementare și marja de preț	RON/an	11,191,350	0	0	0																	
Structura investitiei pe ani	%	*100.00%*	*0.00%*	*0.00%*	*0.00%*																	

SURSE DE FINANTARE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Valoarea finanțării publice solicitate (200.000 euroX2.7MW)	RON/an	2,682,882	0	0	0																	
Contributia proprie, din care:	RON/an	11,299,304	0	0	0																	
Cheltuieli eligibile	RON/an	6,470,498	0	0	0																	
Cheltuieli neeligibile	RON/an	4,828,806	0	0	0																	
TOTAL SURSE DE FINANTARE	***RON/an***	**13,982,186**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PGIS-5	MWh/an	0	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01	1,333.01
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	MW	0	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240	3.0240
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PGIS-5	MWh/an	0	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01	4,031.01
Producție maximă instalatie	***MWh/an***	**0**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**	**4,031.01**
Degradare anuală	%	0	0.00%	1.00%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%	0.40%
Disponibilitate instalație	%	0	100.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	97.00%	97.00%	97.00%	97.00%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	***Mwh/an***	**0**	**4,031.01**	**3,950.79**	**3,934.99**	**3,919.25**	**3,824.71**	**3,809.41**	**3,872.41**	**3,856.92**	**3,763.88**	**3,748.83**	**3,810.82**	**3,795.58**	**3,780.39**	**3,765.27**	**3,750.21**	**3,735.21**	**3,645.11**	**3,630.53**	**3,616.01**	**3,601.55**
Cantitatea medie de energie produsa anual (media pe 20 de ani)	***Mwh/an***	**0**	**3,792.14**																			
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	***MWh***	**0**	**75,842.89**																			

VENITURI DIN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție energie electrică	Mwh/an	0	4,031	3,951	3,935	3,919	3,825	3,809	3,872	3,857	3,764	3,749	3,811	3,796	3,780	3,765	3,750	3,735	3,645	3,631	3,616	3,602
Preț de vânzare	RON/Mwh	0.00	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28	378.28
TOTAL VENITURI OPERATIONALE	RON/an	**0**	**1,524,836**	**1,494,492**	**1,488,514**	**1,482,560**	**1,446,799**	**1,441,012**	**1,464,840**	**1,458,981**	**1,423,789**	**1,418,093**	**1,441,543**	**1,435,777**	**1,430,034**	**1,424,314**	**1,418,616**	**1,412,942**	**1,378,860**	**1,373,345**	**1,367,851**	**1,362,380**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 2

CHELTUIELI DE OPERARE SI INTRETINERE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
a) Costuri fixe	***RON/an***	**0**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**	**493,068**
Costuri cu mentenanța, intretinere si reparatii	*RON/an*	0	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243	40,243
Costuri de personal	*RON/an*	0	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669	208,669
Costuri administrative	*RON/an*	0	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441	199,441
Costuri cu utilitățile	*RON/an*	0	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905	14,905
Costuri cu telecomunicatiile	*RON/an*	0	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810	29,810
b) Costuri variabile	***RON/an***	**0**	**16,773**	**16,439**	**16,374**	**16,308**	**474,166**	**92,213**	**16,113**	**474,300**	**92,023**	**802,676**	**15,857**	**15,794**	**15,730**	**15,667**	**15,605**	**15,542**	**473,419**	**91,468**	**802,123**	**14,986**
Taxe ANRE	*RON/an*	0	1,525	1,494	1,489	1,483	1,447	1,441	1,465	1,459	1,424	1,418	1,442	1,436	1,430	1,424	1,419	1,413	1,379	1,373	1,368	1,362
Costuri înlocuire echipamente degradate	*RON/an*	0	0	0	0	0	458,251	76,362	0	458,251	76,362	787,077	0	0	0	0	0	0	458,251	76,362	787,077	0
Cheltuieli cu materiale diverse	*RON/an*	0	15,248	14,945	14,885	14,826	14,468	14,410	14,648	14,590	14,238	14,181	14,415	14,358	14,300	14,243	14,186	14,129	13,789	13,733	13,679	13,624
TOTAL COSTURI DE OPERARE SI MENTENANTA	***RON/an***	**0**	**509,841**	**509,507**	**509,442**	**509,376**	**967,234**	**585,281**	**509,181**	**967,368**	**585,091**	**1,295,744**	**508,925**	**508,862**	**508,798**	**508,735**	**508,673**	**508,610**	**966,487**	**584,536**	**1,295,191**	**508,054**

CALCULUL INDICATORILOR FINANCIARI AI INVESTITIEI	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Costul total al investitiei	*RON/an*	13,982,186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	509,841	509,507	509,442	509,376	967,234	585,281	509,181	967,368	585,091	1,295,744	508,925	508,862	508,798	508,735	508,673	508,610	966,487	584,536	1,295,191	508,054
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,524,836	1,494,492	1,488,514	1,482,560	1,446,799	1,441,012	1,464,840	1,458,981	1,423,789	1,418,093	1,441,543	1,435,777	1,430,034	1,424,314	1,418,616	1,412,942	1,378,860	1,373,345	1,367,851	1,362,380
Valoarea reziduala	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE NUMERAR NET	***RON/an***	**-13,982,186**	**1,014,995**	**984,985**	**979,072**	**973,184**	**479,565**	**855,731**	**955,659**	**491,613**	**838,697**	**122,349**	**932,618**	**926,915**	**921,235**	**915,578**	**909,944**	**904,332**	**412,373**	**788,808**	**72,660**	**854,326**

RIRF/C	**%**	**0.96%**
VANF/C	**RON**	**-3,285,154**

CALCULUL INDICATORILOR FINANCIARI AI INVESTIȚIEI	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	509,841	509,507	509,442	509,376	967,234	585,281	509,181	967,368	585,091	1,295,744	508,925	508,862	508,798	508,735	508,673	508,610	966,487	584,536	1,295,191	508,054
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,524,836	1,494,492	1,488,514	1,482,560	1,446,799	1,441,012	1,464,840	1,458,981	1,423,789	1,418,093	1,441,543	1,435,777	1,430,034	1,424,314	1,418,616	1,412,942	1,378,860	1,373,345	1,367,851	1,362,380
Valoarea reziduala	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu dobanda la creditul pentru cofinantarea proiectului (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Rambursarea creditului pentru cofinantarea proiectului (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia de la Bugetul Statului	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia proprie	*RON/an*	11,299,304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FLUX DE NUMERAR NET	***RON/an***	**-11,299,304**	**1,014,995**	**984,985**	**979,072**	**973,184**	**479,565**	**855,731**	**955,659**	**491,613**	**838,697**	**122,349**	**932,618**	**926,915**	**921,235**	**915,578**	**909,944**	**904,332**	**412,373**	**788,808**	**72,660**	**854,325**

RIRF/K	**%**	**3.34%**
VANF/K	**RON**	**-602,273**

ANEXA 1 la Studiul de Fezabilitate
ANEXE FINANCIARE
SCENARIUL 2

CALCULUL SUSTENABILITATII FINANCIARE	Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
SURSE DE FINANTARE																						
Publice																						
Valoarea finanţării publice solicitate (200.000 euroX2.7MW)	*RON/an*	2,682,882	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contributia proprie	*RON/an*		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Private																						
Contributie privata	*RON/an*	11,299,304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Credit bancar pentru finantarea investitiei (daca este cazul)	*RON/an*	0	0	0																		
Venituri operationale	*RON/an*	0	1,524,836	1,494,492	1,488,514	1,482,560	1,446,799	1,441,012	1,464,840	1,458,981	1,423,789	1,418,093	1,441,543	1,435,777	1,430,034	1,424,314	1,418,616	1,412,942	1,378,860	1,373,345	1,367,851	1,362,380
TOTAL INTRARI DE NUMERAR	***RON/an***	**13,982,186**	**1,524,836**	**1,494,492**	**1,488,514**	**1,482,560**	**1,446,799**	**1,441,012**	**1,464,840**	**1,458,981**	**1,423,789**	**1,418,093**	**1,441,543**	**1,435,777**	**1,430,034**	**1,424,314**	**1,418,616**	**1,412,942**	**1,378,860**	**1,373,345**	**1,367,851**	**1,362,380**
Plata creditului pentru cofinantarea proiectului (include si cheltuiala cu dobanda)	*RON/an*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Costuri de operare si mentenanta	*RON/an*	0	509,841	509,507	509,442	509,376	967,234	585,281	509,181	967,368	585,091	1,295,744	508,925	508,862	508,798	508,735	508,673	508,610	966,487	584,536	1,295,191	508,054
TOTAL IESIRI DE NUMERAR	***RON/an***	13,982,186	509,841	509,507	509,442	509,376	967,234	585,281	509,181	967,368	585,091	1,295,744	508,925	508,862	508,798	508,735	508,673	508,610	966,487	584,536	1,295,191	508,055
Flux de numerar net	*RON/an*	0	1,014,995	984,985	979,072	973,184	479,565	855,731	955,659	491,613	838,697	122,349	932,618	926,915	921,235	915,578	909,944	904,332	412,373	788,808	72,660	854,325
FLUX DE NUMERAR NET CUMULAT	*RON/an*	**0**	**1,014,995**	**1,999,980**	**2,979,052**	**3,952,236**	**4,431,801**	**5,287,532**	**6,243,191**	**6,734,804**	**7,573,501**	**7,695,850**	**8,628,468**	**9,555,384**	**10,476,619**	**11,392,198**	**12,302,141**	**13,206,473**	**13,618,846**	**14,407,655**	**14,480,314**	**15,334,639**



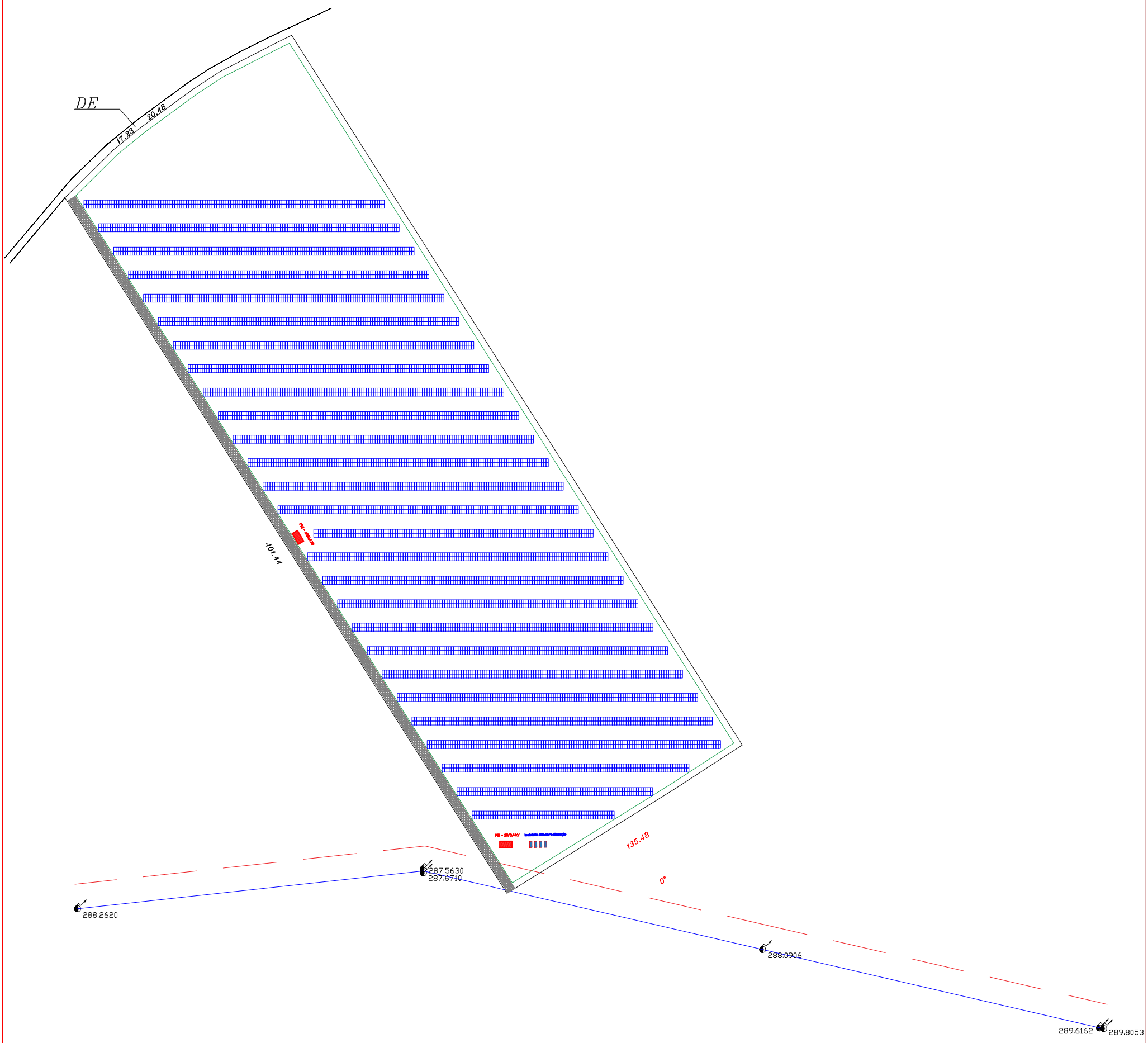
PROIECTANT GENERAL: ENERGY DESIGN OFFICE SRL

Cluj-Napoca, Blvd. 1 Decembrie 1918 nr. 60, CUI RO 464580708, J12/4214/2022,
Tel. 0743 058 861,Email: office@energydesign.ro

BENEFICIAR: PARC TERMO 2022 S.R.L.

Adresa: str. 1 MAI nr.34, Oras Ludus, Judet Mures

Specificație	Nume	Semnătura	SCARA	PROIECT: INFFIINTARE PARC FOTOVOLTAIC, IMPREJMUIRE TEREN	
Șef proiect:	Ing. Sorin Piciu		1:2000		FAZA: S.F.
Desenat:	Ing. Sorin Piciu		DATA Mai 2024	ADRESA: jud. MURES, Oras LUDUS, Extravilan, (CF 61712)	
				PLANSA: PLAN DE INCADRARE IN ZONA	Nr. Plan A1



PROIECTANT GENERAL: ENERGY DESIGN OFFICE SRL

Cluj-Napoca, Blvd. 1 Decembrie 1918 nr. 60, CUI RO 464580708, J12/4214/2022,
Tel. 0743 058 861,Email: office@energydesign.ro

BENEFICIAR: PARC TERMO 2022 S.R.L.

Adresa: str. 1 MAI nr.34, Oras Ludus, Judet Mures

Specificație	Nume	Semnătura	SCARA	PROIECT: INFFIINTARE PARC FOTOVOLTAIC, IMPREJMUIRE TEREN	
Șef proiect:	Ing. Sorin Piciu		1:2000		FAZA: S.F.
Desenat:	Ing. Sorin Piciu		DATA Mai 2024	ADRESA: jud. MURES, Oras LUDUS, Extravilan, (CF 61712)	
				PLANSA: PLAN DE SITUATIE	Nr. Plan A2

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

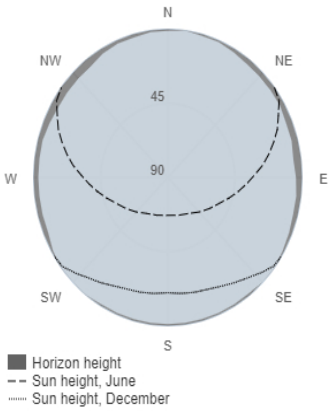
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	46.4737,24.0528
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	4002 kWp
System loss:	16 %

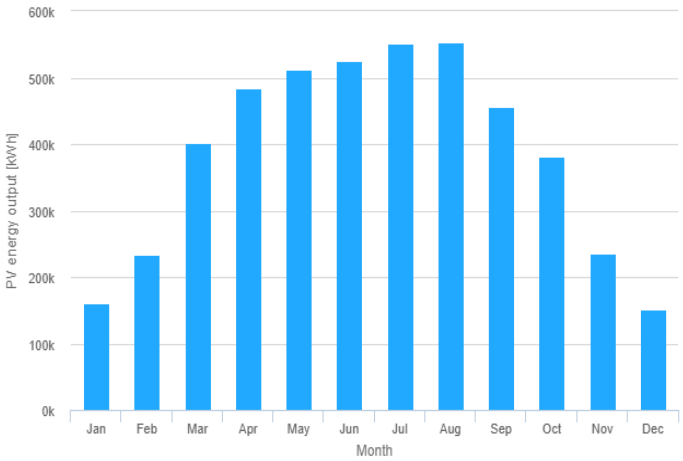
Simulation outputs

Slope angle:	35 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	4645659.2 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1534.92 kWh/m²
Year-to-year variability:	181082.84 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-2.78 %
Spectral effects:	1.15 %
Temperature and low irradiance:	-8.45 %
Total loss:	-24.37 %

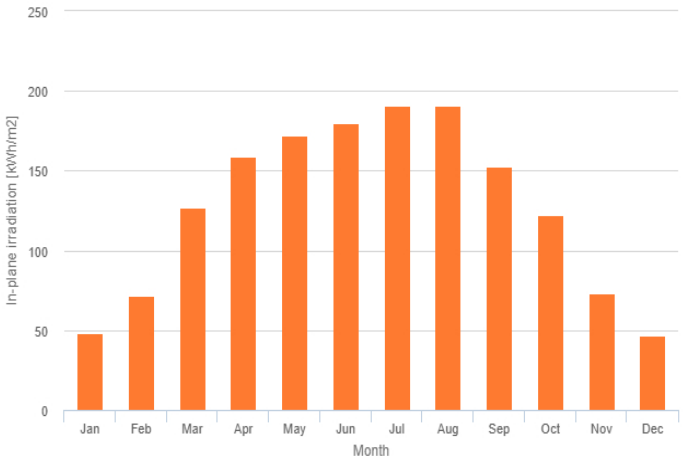
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	160872.4	98.6	34500.1
February	233766.7	61.5	53176.6
March	401962.7	127.1	77201.0
April	483242.8	159.0	63850.8
May	512179.1	172.3	44940.9
June	524624.1	179.7	37913.7
July	550730.7	190.8	37952.3
August	552637.4	191.1	47744.0
September	456775.0	152.8	47717.7
October	381042.4	122.5	58227.0
November	236108.7	73.0	42925.4
December	151718.4	46.4	41369.7

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/06/12

Performance of tracking PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

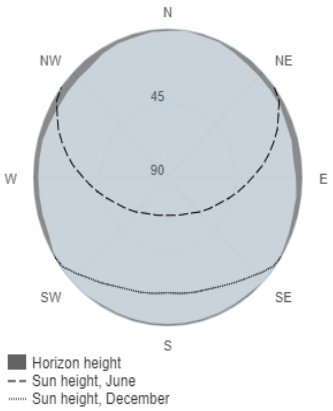
Latitude/Longitude:	46.4737,24.0528
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	3024 kWp
System loss:	16 %

Simulation outputs

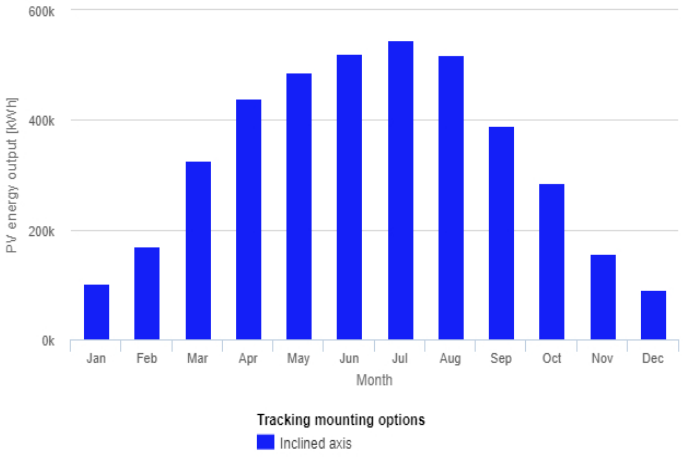
	IA*
Slope angle [°]:	0
Yearly PV energy production [kWh]:	4031010.42
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	1746.87
Year-to-year variability [kWh]:	182531.7
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.99
Spectral effects [%]:	1.05
Temp. and low irradiance [%]:	-8.28
Total loss [%]:	-23.69

* IA: Inclined axis

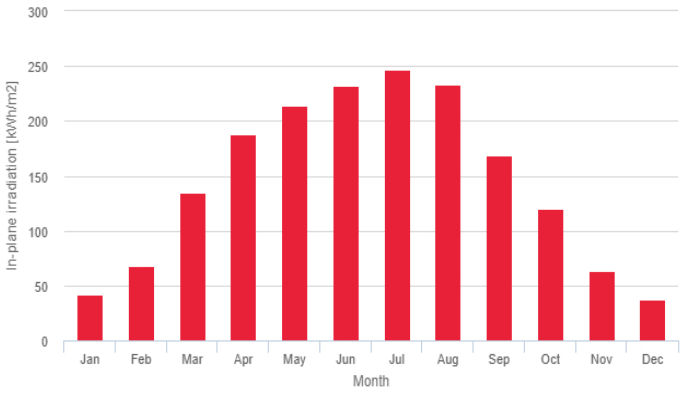
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



Inclined axis

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1026814	91.5	18613.0
February	1702476	8.3	37788.4
March	3265021	84.2	65284.3
April	4384391	27.4	67979.6
May	4874502	13.9	53899.5
June	5196322	52.2	46836.9
July	5456032	46.4	50221.8
August	5187602	53.2	53079.3
September	3886961	68.8	44693.1
October	2861251	19.6	46762.0
November	1553756	3.5	27294.4
December	91494.0	7.8	22222.9

E_m:Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/06/12

Vertex N

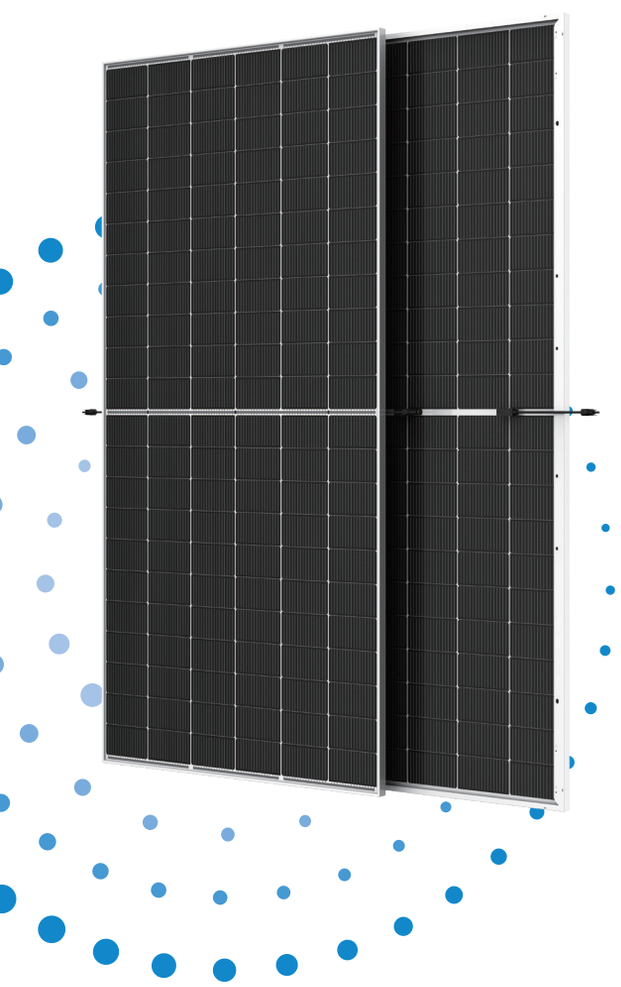
N-type i-TOPCon bifacial dual glass

Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG19RC.20

POWER RANGE: 590-620W

620W	0~+5W	23.0%
MAXIMUM POWER OUTPUT	POSITIVE POWER TOLERANCE	MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE , reduced BOS cost, better ROI
- Lowest guaranteed first year and annual degradation
- Optimized compatibility with existing mainstream system components

High power up to 620W

- Up to 23.0% module efficiency
- High density interconnection provides improved power density
- MBB technology improves lighttrapping effect and currentcollection, while lowering series resistance

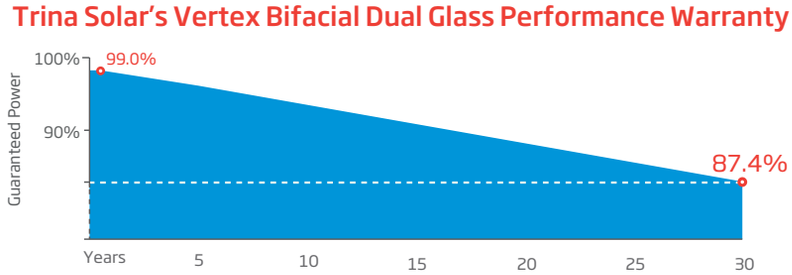
High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology minimizes micro-cracking
- Ensured PID resistance through improved cell process and module material control
- Resistant to harsh environments
- Mechanical performance up to +5400/-2400 Pa

High energy yield

- Excellent IAM and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates

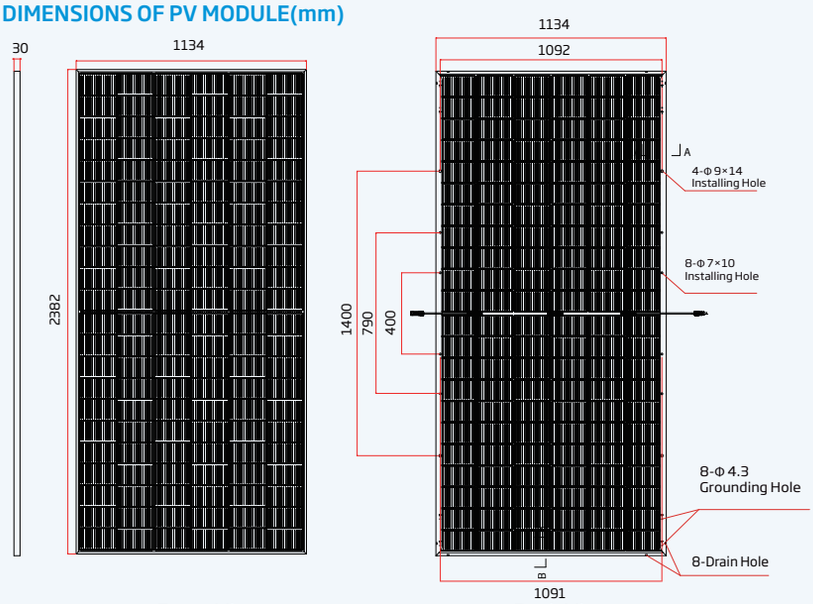
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

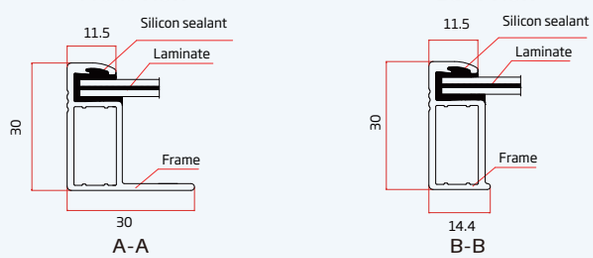
Trinasolar

Vertex N

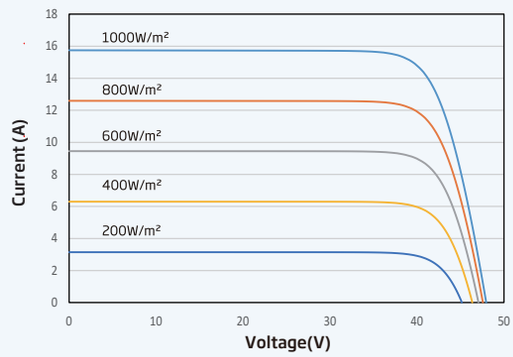
N-type i-TOPCon bifacial dual glass Monocrystalline module

DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

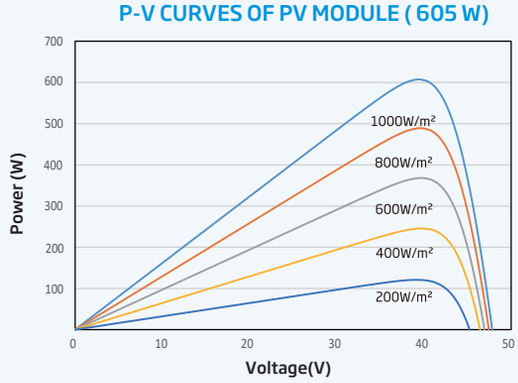




I-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



P-V CURVES OF PV MODULE (605 W)



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type i-TOPcon Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2382×1134×30 mm (93.78×44.65×1.18 inches)
Weight	33.7kg (74.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	30mm(1.18 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm² (0.006 in²) Portrait: 350/280 mm (13.78/11.02 in) Landscape: 1400/1400 mm (55.1/55.1 in) *
Connector	MC4 EVO2 / TS4 Plus / TS4**
Fire Type	Type 29

*Please refer to regional datasheet for specified connector. **Customer to choose connector type

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	590	450	595	454	600	459	605	462	610	466	615	470	620	474
Power Tolerance-PMAX (W)	0 ~ +5													
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	39.7	37.4	40.0	37.6	40.3	37.9	40.5	38.1	40.8	38.3	41.1	38.6	41.4	38.8
Maximum Power Current-IMPP (A)	14.86	12.05	14.89	12.07	14.91	12.11	14.94	12.13	14.96	12.16	14.98	12.19	14.99	12.20
Open Circuit Voltage-VOC (V)	47.8	45.4	48.1	45.7	48.4	46.0	48.7	46.2	49.0	46.5	49.3	46.8	49.6	47.1
Short Circuit Current-ISC (A)	15.72	12.67	15.76	12.69	15.80	12.73	15.83	12.75	15.86	12.78	15.89	12.80	15.91	12.82
Module Efficiency η m (%)	21.8		22.0		22.2		22.4		22.6		22.8		23.0	

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power -PMAX (Wp)	620	649	625	655	630	660	635	666	641	671	646	677	651	682
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	39.7	39.7	40.0	40.0	40.3	40.3	40.5	40.5	40.8	40.8	41.1	41.1	41.4	41.4
Maximum Power Current-IMPP (A)	15.60	16.35	15.63	16.38	15.66	16.40	15.69	16.43	15.71	16.46	15.73	16.48	15.74	16.49
Open Circuit Voltage-VOC (V)	47.8	47.8	48.1	48.1	48.4	48.4	48.7	48.7	49.0	49.0	49.3	49.3	49.6	49.6
Short Circuit Current-ISC (A)	16.51	17.29	16.55	17.34	16.59	17.38	16.62	17.41	16.65	17.45	16.68	17.48	16.71	17.50

Power Bifaciality:80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of PMAX	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of VOC	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of ISC	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A*

*This is for customers engineering to decide

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty

30 year Power Warranty

1% first year degradation

0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 36 pieces

Modules per 40' container: 540 pieces

Pallets per 40' container: 15 pieces

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2024 Trina Solar Co.,Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_NA_EN_2024_A

www.trinasolar.com

SUN2000-100KTL-M1

Smart PV Controller



10
MPP Trackers

98.8% (@480V)
Max. Efficiency

String-level
Management

Smart I-V Curve Diagnosis
Supported

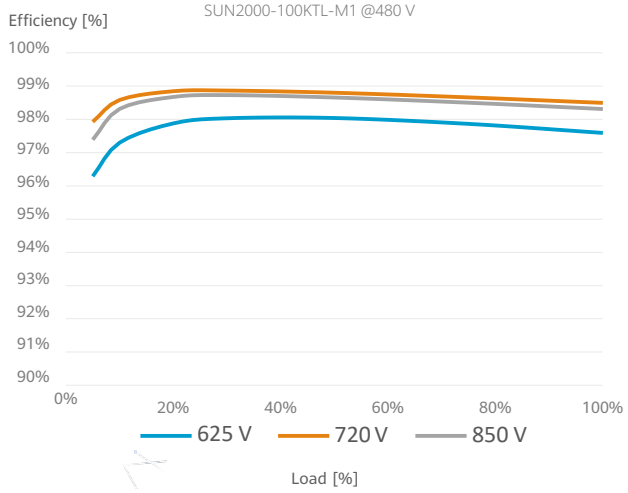
MBUS
Supported

Fuse Free
Design

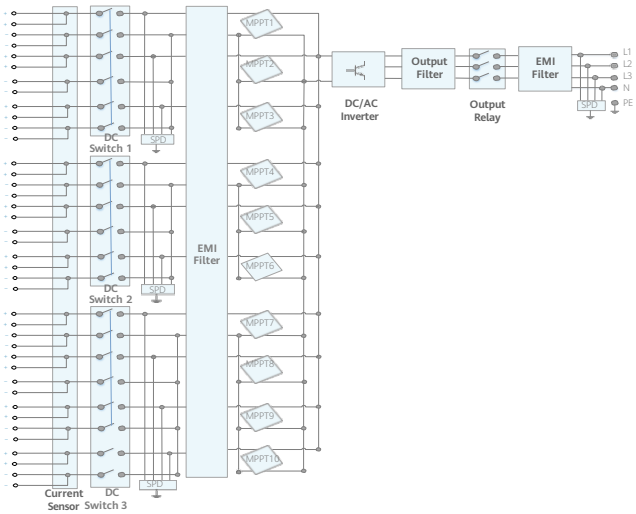
Surge Arresters for
DC & AC

IP66
Protection

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Technical Specification

Technical Specification	SUN2000-100KTL-M1
Efficiency	
Max. efficiency	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
European efficiency	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Input	
Max. Input Voltage [1]	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A (per MPPT) / 18 A (per Input)
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range [2]	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2
Output	
Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosϕ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. Output Current	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Smart String-Level Disconnector(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Optional
Communication	
Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)
General Data	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	90 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Grid Connection Standards	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

*1 The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
*2 Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

AUTORITATEA NAŢIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ADEVERINȚA NR. 202310846 / 26.06.2023 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT

Gradul și Tipul: IVA,IVB

Nume și prenume: Piciu Sorin-Dan

CNP: 1650220120674

Prezența adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durata nelimitată și este valabilă numai împreuna cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat pâna la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.
Titularul acestei adeverințe are competență să proiecteze și/sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținute.
Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verificatorilor de proiecte și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Semnătură autorizată

Examen autorizare electricieni ANRE 10

Data vizării 26.06.2023	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 26.06.2028	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepseşte conform Legilor

Nr. 0005762