

HOTĂRÂRE

privind depunerea și implementarea proiectului "DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA"

Consiliul local al Municipiului Rădăuți, județul Suceava, întrunit în ședință;

Având în vedere următoarele:

a) Referatul de aprobare al primarului Municipiului Rădăuți, Loghin Bogdan-Andrei înregistrat cu nr. 99125/13.11.2023;

b) Raportul compartimentului de resort din cadrul aparatului de specialitate al primarului, înregistrat cu nr. 99125/13.11.2023;

c) Avizele Comisiilor de specialitate din cadrul Consiliului Local al Municipiului Rădăuți înreg. cu nr. 99128/14.11.2023 și nr. 99129/14.11.2023;

a) art. 120 și art. 121 alin. (1) și (2) din Constituția României, republicată;

b) OUG 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 administrative;

c) Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050;

d) Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030;

e) Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și privind modificarea și completarea unor acte normative;

f) Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;

g) Ordinul ministrului energiei nr. 1431/2023 pentru aprobarea Ghidului solicitantului - Condiții specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare-Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum pentru entități publice.

În temeiul prevederilor art. 129 alin. (2) lit. b), alin. (4), art. 139 alin. (3) și art. 196 alin. (1) lit. a) din O.U.G. nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

HOTĂRĂȘTE:

Art. 1. Se aprobă depunerea și implementarea proiectului "DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA" în vederea finanțării acestuia în cadrul Fondului pentru Modernizare, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum pentru entități publice.

Art. 2. Se aprobă valoarea totală a proiectului "DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA", în cuantum de 2,455,150.72 RON (inclusiv TVA) din care 2,065,397.73 RON reprezintă cheltuieli eligibile, fără TVA, iar suma de 389,753.00 RON reprezintă TVA (cheltuială eligibilă).

Art. 3. Se aprobă contribuția proprie în proiect în valoare de 0 RON din care:

- Contribuția solicitantului la cheltuieli eligibile: 0 lei
- Cheltuieli neeligibile (cu TVA inclus): 0 lei
- TVA: 0 lei

Art. 4. Sumele reprezentând cheltuieli conexe ce pot apărea pe durata implementării proiectului **"DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA"**, pentru implementarea proiectului în condiții optime, se vor asigura din bugetul local.

Art. 5. Se aprobă Studiul de Fezabilitate și anexele acestuia elaborat pentru proiectul **"DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA"**, conform Anexei nr. 1 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art. 6. Se aprobă indicatorii tehnico-economici aferenți proiectului **"DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA"**, conform Anexei nr. 2 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art. 7. Se aprobă asigurarea tuturor resurselor financiare necesare implementării proiectului care decurg din modificări ale documentației tehnice ca urmare a măsurilor de atenuare/compensare a unui potențial impact asupra mediului, înțelegând că respectivele costuri sunt necesare pentru implementarea proiectului.

Art. 8. Se aprobă amplasamentul, în vederea implementării proiectului **"DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA"**, pe terenul în suprafață de 9255 mp, parte din parcela identificată cadastral cu nr. 56590 în suprafață totală de 98213 mp din Municipiul Rădăuți, potrivit planului de amplasament ce se constituie Anexa nr. 3 care face parte din prezenta hotărâre.

Art. 9. Se împuternicește dl primar Loghin Bogdan-Andrei să semneze toate actele necesare și contractul de finanțare în numele Municipiului Rădăuți.

Art. 10. Aducerea la îndeplinire a prezentei hotărâri se asigură de către primarul Municipiului Rădăuți.

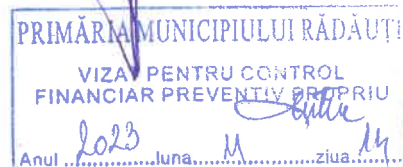
Art. 11. Prezenta hotărâre se comunică, prin intermediul Secretarului general al Municipiului Rădăuți, în termenul prevăzut de lege, Primarului Municipiului Rădăuți și instituției Prefectului județului Suceava și se aduce la cunoștință publică prin afișarea la sediul primăriei, precum și pe pagina de internet a primăriei.

Președinte de ședință,
Consilier local,
Vasiloschi Iulian - Teodor



Contrasemnează pentru legalitate,
Secretar general al Municipiului
Sofroni Marinică

Rădăuți, 14.11.2023
Nr. 281



la HOTĂRÂREA nr.

cu privire la depunerea și implementarea proiectului „DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA”

I. Indicatori conform ghidului de finanțare

Indicator	Denumire	Unitate de măsură	Valoare rezultata din Studiul de Fezabilitate
Indicatorul I.1 - realizare	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile	MW _{AC}	0,378
Indicatorul I.2 - rezultat	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	tone CO ₂ echivalent/an	237,68
Indicatorul I.3 - rezultat	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	MWh/an	388,43
Indicatorul I.4 - rezultat	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	MWh/20 de ani	7.768,70
Indicatorul I.5 - rezultat	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	11,82

II. BUGETUL CERERII DE FINANȚARE

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investiții

Dezvoltarea unei centrale fotovoltaice pentru producerea de energie electrica din surse regenerabile in vederea asigurarii autoconsumului in Rădăuți, Judetul Suceava

UAT RĂDĂUȚI

		Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	94,035.06	17,866.66	111,901.72
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru rețeaua/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		94,035.06	17,866.66	111,901.72
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		49,754.00	9,453.26	59,207.26
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	49,926.20	9,485.98	59,412.18
3.1.1	3.1.1. Studii de teren	14,926.20	2,835.98	17,762.18
3.1.2	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	3.1.3. Alte studii specifice (studii de soluție)	35,000.00	6,650.00	41,650.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize/acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	190,000.00	36,100.00	226,100.00
3.5.1	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	150,000.00	28,500.00	178,500.00
3.5.4	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
3.5.5	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5,000.00	950.00	5,950.00
3.5.6	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	35,000.00	6,650.00	41,650.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	103,000.00	19,570.00	122,570.00
3.7.1	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	98,000.00	18,620.00	116,620.00
3.7.2	3.7.2. Auditul financiar	5,000.00	950.00	5,950.00
3.8	Asistență tehnică	14,000.00	2,660.00	16,660.00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	4,000.00	760.00	4,760.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	2,000.00	380.00	2,380.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	2,000.00	380.00	2,380.00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	10,000.00	1,900.00	11,900.00
Total capitol 3		356,926.20	67,815.98	424,742.18
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	554,806.85	105,413.30	660,220.16
4.2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	718,935.35	136,597.72	855,533.07
4.3	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	203,115.73	38,591.99	241,707.72
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	24,877.00	4,726.63	29,603.63
Total capitol 4		1,501,734.93	285,329.64	1,787,064.57
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	10,000.00	1,900.00	11,900.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5,000.00	950.00	5,950.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	5,000.00	950.00	5,950.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	14,066.16	0,00	14,066.16
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții 0.5%	6,393.71	0,00	6,393.71
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții 0.1%	1,278.74	0,00	1,278.74
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC 0.5%	6,393.71	0,00	6,393.71
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	29,881.37	5,677.46	35,558.83
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5,000.00	950.00	5,950.00
Total capitol 5		58,947.53	8,527.46	67,474.99
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2,000.00	380.00	2,380.00
6.2	Probe tehnologice și teste	2,000.00	380.00	2,380.00

Total capitol 6	4.000.00	760.00	4.760.00
TOTAL GENERAL	2.065.397,73	399.263,00	2.464.660,73
din care: C+M (4.1+ 4.2+ 5.1.1)	1.278.742,20	270.280,94	1.549.023,14

Data: 03.11.2023

Cost specific proiect (turn-key)	1.0982	EUR/MW AC
----------------------------------	--------	-----------

Beneficiar/Investitor,
UAT RĂDĂUȚI

Întocmit,
EDS Energy Efficiency SRL



Președinte de ședință,
 Consilier local
IULIAN-TEODOR NISUȘCHI



Secretar al municipiului,
Marinică SOFRONI



PRIMĂRIA MUNICIPIULUI RĂDĂUȚI
 VIZAT PENTRU CONTROL
 FINANCIAR PREVENTIV PROPRIU
 Anul 2023 luna 11 ziua 03



EDS Advisors
Efficiency. Diagnosis. Strategy.

Anexa nr. 2 la HCL nr. 281 / 14.11.2023
și conține 141 pagini.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

Anexa nr. 2

CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARII PUBLICI

(Proiecte cu construcții-montaj; Proiecte fără construcții-montaj)

în conformitate cu Hotărârea nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA

Noiembrie 2023



FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: EDS Energy Efficiency S.R.L.

RESPONSABIL TEHNIC: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

RESPONSABIL FINANCIAR: TVS CONSULTING S.R.L.

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: Gabriel Souca
- Proiectant de specialitate: Cristian Gheorghiu
- Responsabil financiar: Raphael Soci
- Inginer autorizat ANRE: Vasile Varga
(atestat ANRE tip III A si IIIB cu numărul 202010348)

FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: EDS ADVISORS S.R.L.

RESPONSABIL TEHNIC: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

RESPONSABIL FINANCIAR: TVS CONSULTING S.R.L.

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: Gabriel Souca
- Proiectant de specialitate: Cristian Gheorghiu
- Responsabil financiar: Raphael Soci
- Inginer autorizat ANRE: Vasile Varga
(atestat ANRE tip III A si IIIB cu numărul 202010348)



1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru ” **DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE REGENERABILE ÎN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA**”.

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- **Primaria RĂDĂUȚI**, având Codul de Înregistrare Fiscală 4244148, cu sediul în Strada Piața Unirii Nr. 2; Judet: Suceava; Cod Postal: 725400, telefon/fax (+40) 0230-561.140/ (+40) 0230 564 703;

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este Municipiul RĂDĂUȚI.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Societatea EDS ADVISORS S.R.L.**
- **Sediu social:** Str. Viitorului, nr. 10 E
- **E-mail:** gabriel.souca@edsadvisors.ro,
- **Site:** <https://edsadvisors.ro>
- **Tel:** + 40 740 226 741
- **CUI:** RO 43304208 / **ONRC** J12/3671/2020.

1.5.1. Subcontractori

- **Societatea GHEORGHIU CRISTIAN PFA**
- **Sediu social:** str. Pravăț, nr. 8, sector 6, București
- **E-mail:** cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com
- **Site:** –
- **Tel:** +40 732 465 277
- **CUI:** RO 45104591 / **ONRC** F40/2710/2021.



- **Societatea TVS CONSULTING S.R.L.**
- **Sediu social:** Str. Ploiesti, Nr. 47-49, Birou Nr. 3, Et.1, Cluj Napoca
- **E-mail:** raphael.soci@tvsconsulting.ro
- **Site:** <https://tvsconsulting.ro/>
- **Tel:** +40 747 042 371
- **CUI:** RO 47640391/ **ONRC** J12/714/2023.



CUPRINS

LISTA DE FIGURI.....	5
LISTA DE TABELE.....	7
A. PIESE SCRISE.....	8
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	8
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	8
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR.....	8
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR).....	8
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI.....	8
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE.....	8
1.5.1. Subcontractori.....	8
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	10
2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ.....	10
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE.....	10
2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului.....	14
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR.....	15
2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului.....	15
2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România.....	15
2.3.1.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie.....	17
2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului.....	21
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII.....	27
2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național.....	27
2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni.....	33
2.4.3. Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului.....	33
2.4.4. Potențialul solar al României.....	39
2.4.5. Concluzii.....	39
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE.....	40
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	42



3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPTIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	42
3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate.....	42
3.1.2. Evaluarea potențialului solar.....	45
3.1.2.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW.....	50
3.1.3. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW.....	61
3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI.....	71
3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului.....	71
3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile.....	71
3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite.....	72
3.2.4. Surse de poluare existente în zonă.....	72
3.2.5. Date climatice și particularități de relief.....	72
3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.....	77
3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:.....	77
3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ.....	78
3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW.....	78
3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW.....	83
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI.....	87
3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW.....	87
3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW.....	88
3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ.....	89
3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW.....	89
3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW.....	90
3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC.....	91
3.6.1. Studiu Topografic.....	91
3.6.2. Studiu Geotehnic.....	91
3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului.....	91
3.6.4. Studiu de Rezistență Structurală.....	91
3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI.....	91
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E).....	93
4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ.....	93
4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA.....	95
4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.....	105



4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:	105
4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;.....	105
4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;.....	106
4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;.....	106
4.4.4. Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.....	107
4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	108
4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ	111
4.6.1 Analiza de profitabilitate a investiției.....	111
4.6.2 Analiza de profitabilitate a capitalului investit.....	111
4.6.3 Analiza de sustenabilitate.....	111
4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE	112
4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE	113
4.9. ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR	114
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)	118
5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:	118
5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului.....	118
5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului.....	118
5.1.3. Probe tehnologice și teste.....	118
5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	119
5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:	121
5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA.....	121
5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare.....	121
5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.....	121
5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE	122
5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI	125
6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME	126
6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	126
6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEPȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE	126
6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE,	



<i>MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ.....</i>	<i>126</i>
<i>6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR.....</i>	<i>126</i>
<i>6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ.....</i>	<i>126</i>
<i>6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE.....</i>	<i>126</i>
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....	127
<i>7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....</i>	<i>127</i>
<i>7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI.....</i>	<i>127</i>
<i>7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE.....</i>	<i>129</i>
<i>7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE.....</i>	<i>130</i>
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	133
BIBLIOGRAFIE.....	136

LISTA DE FIGURI

Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 08.12.2022.....	14
Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030.....	16
Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030.....	17
Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3].....	17
Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3].....	18
Figura 2.6 – Amplasare generală.....	22
Figura 2.7 – Evoluție lunară a necesarului de energie electrică – istoric 01.01.2022 – 31.12.2022 + inclusiv estimări consum viitor.....	24
Figura 2.8 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2022.....	28
Figura 2.9 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022.....	29
Figura 2.10 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022.....	31
Figura 2.11 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022.....	32
Figura 2.12 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2022 – 31.12.2022.....	33
Figura 2.13 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent).....	33
Figura 2.14 – Harta României privind Potențialul Solar.....	40
Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar.....	46
Figura 3.2 – Iradianța medie lunară.....	48
Figura 3.3 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020.....	49
Figura 3.4 – Modul PV 540 Wp.....	51



Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 100 kW.....	52
Figura 3.6 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 50 kW.....	52
Figura 3.7 – Sistem montaj module PV – orientare SUD.....	54
Figura 3.8 – Modul PV 525 Wp.....	62
Figura 3.9 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 25 kW – S2.....	63
Figura 3.9 – Amplasamentul propus.....	72
Figura 3.10 – Simulare amplasament – Module PV 540 Wp – Orientare SUD.....	80
Figura 3.12 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW.....	81
Figura 3.12 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW.....	85
Figura 3.13 – Graficul Gant al implementării proiectului.....	93
Figura 4.1 – Evoluția necesarului lunar de energie electrică, în perioada ian. 2022 – dec. 2022.....	109
Figura 4.2 – Repartiția riscurilor.....	118
Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW, înclinare = 20 grd.....	134

LISTA DE TABELE

Tabelul 2.1 – Centralizarea punctelor de consum existente – kWh/lună.....	23
Tabelul 2.3 – Centralizarea consumurilor de energie electrică aferente punctelor de consum existente.....	25
Tabelul 2.3 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 – 31.12.2022).....	29
Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză.....	44
Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 540 Wp.....	78
Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW, 50 kW și 25 kW – S1.....	79
Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW.....	80
Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....	82
Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 525 Wp.....	83
Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 25 kW – S2.....	84
Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW.....	85
Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....	86
Tabelul 3.10 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării.....	87
Tabelul 3.11 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării.....	88
Tabelul 4.1 – Necesarul lunar, agregat, de energie electrică.....	108
Tabelul 4.2 – Necesarul lunar de energie electrică, în kWh/an, per punct de consum.....	109
Tabelul 4.3 – Principalele riscuri.....	114
Tabelul 4.4 – Matrice evaluare riscuri.....	116
Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială.....	120
Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect.....	135

A. PIESE SCRISE

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFERABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ

Nu a fost realizat un studiu de Prefezabilitate în prealabil.

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

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

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

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

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

angajamentele de

reducere a emisiilor asumate în temeiul **Acordului de la Paris**.

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

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

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

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

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

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile din 1990. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului



Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015.

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

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

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

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

2. Mecanismul de Tranziție Justă, factorul cheie al Pactul Verde European, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie;

4. Fondul pentru Modernizare se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.

5. Fondul pentru Inovare (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Companiile, entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la **96,53 EUR/certificat la 18.08.2022**, după cum se poate observa și în Figura 2.1, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MW, [CITATION Com10 \l 1048] a crescut sensibil.

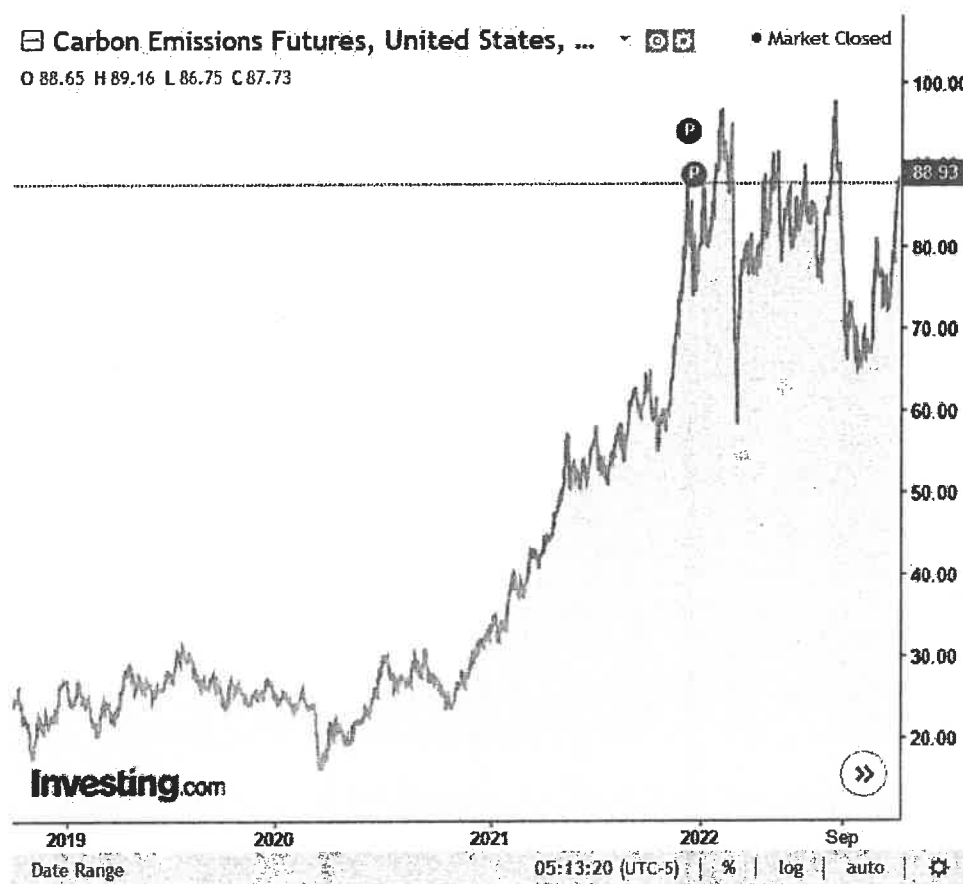


Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 08.12.2022

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

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

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

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

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțării pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWh_e produs [CITATION EIB21 \l 1048].

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

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 și 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.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE a Parlamentului European și a Consiliului, de modificare a Directivei 2011/92/UE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, transpusă în legislația națională prin Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, a fost demarată prin depunerea, în data de xx.xx.xxxx a solicitării nr. xxxxx/xx.xx.xxxx către Agenția pentru Protecția Mediului (APM) **SUCIȘAVA** (nr. de înregistrare xxxxxxxx/xx.xx.xxxx) pentru obținerea unui punct de vedere privind necesitatea evaluării impactului asupra mediului.

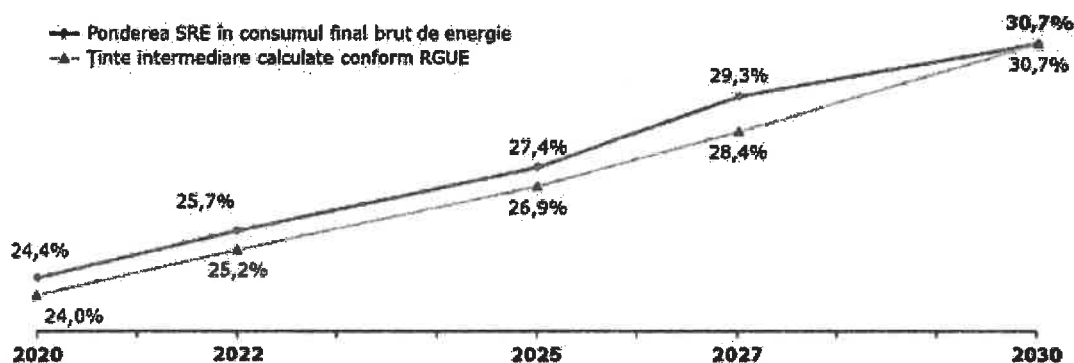
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

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

2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (a se vedea Figura 2.2). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.



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

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

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

Contribuția României la atingerea țintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din Figura 2.3 pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

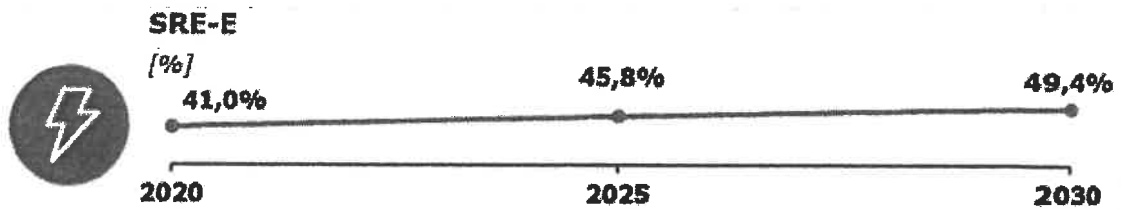


Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [CITATION Guv21 \l 1048], traiectoriile estimate, defalcate pe tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în Figura 2.4.

ktep	2020	2025	2030
Hidroenergie¹⁴	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian¹⁵	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	2.228,4	2.788,7	3.175,2

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

ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I¹⁶	505,7	490,5	474,3
Biocarburanți de generația a II-a¹⁷	-	40,5	63,6
Total consum final brut de energie din surse regenerabile în sectorul transporturilor	635,4	728,4	989,9

Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [CITATION Guv21 \l 1048].

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

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în Figura 2.5.

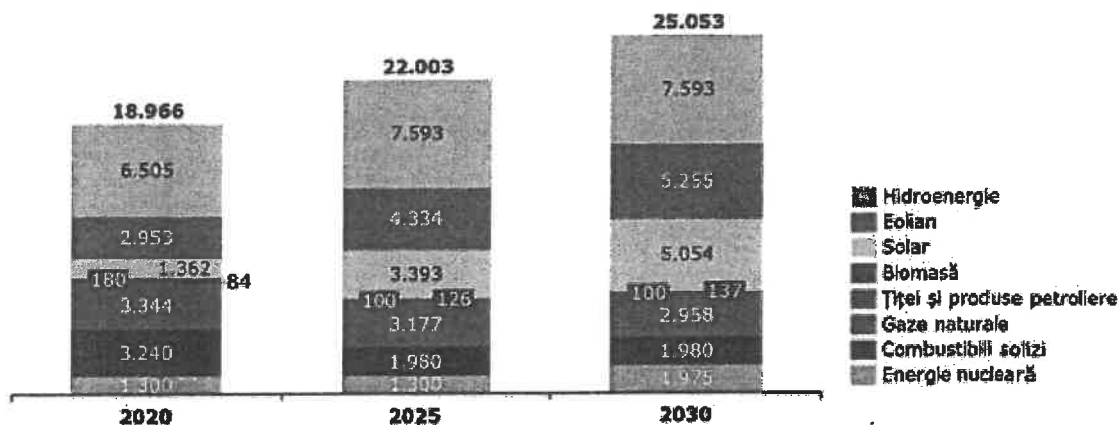


Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [CITATION Guv21 \1 1048]

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în [CITATION Guv21 \1 1048], noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) EOLIAN:

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

b) FOTOVOLTAIC:

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

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În

acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

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

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

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvantei acestuia [CITATION Guv21 \l 1048].

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

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

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

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându-se între 66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de

scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite. Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018- 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15,4% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 15,4% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acesteia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Conform [CITATION Age211 \l 1048], cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970.

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

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



Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [CITATION Mos17 \ 1048], abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice. Costul marginal pe termen lung (CMTL) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat.

Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic [CITATION Rah13 \ 1048], [CITATION Sin14 \ 1048], [CITATION Chu16 \ 1048].

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

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

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia [CITATION Van15 \ 1048], pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.



2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului

Implementarea proiectului se va realiza pe un teren, aparținând Primăriei RĂDĂUȚI, situat în județul SUCEAVA, în Municipiul RĂDĂUȚI, vezi Figura 2.6. Proiectul va fi dezvoltat prin instalarea unei centrale electrice fotovoltaice pe un teren format dintr-o singură parcelă.

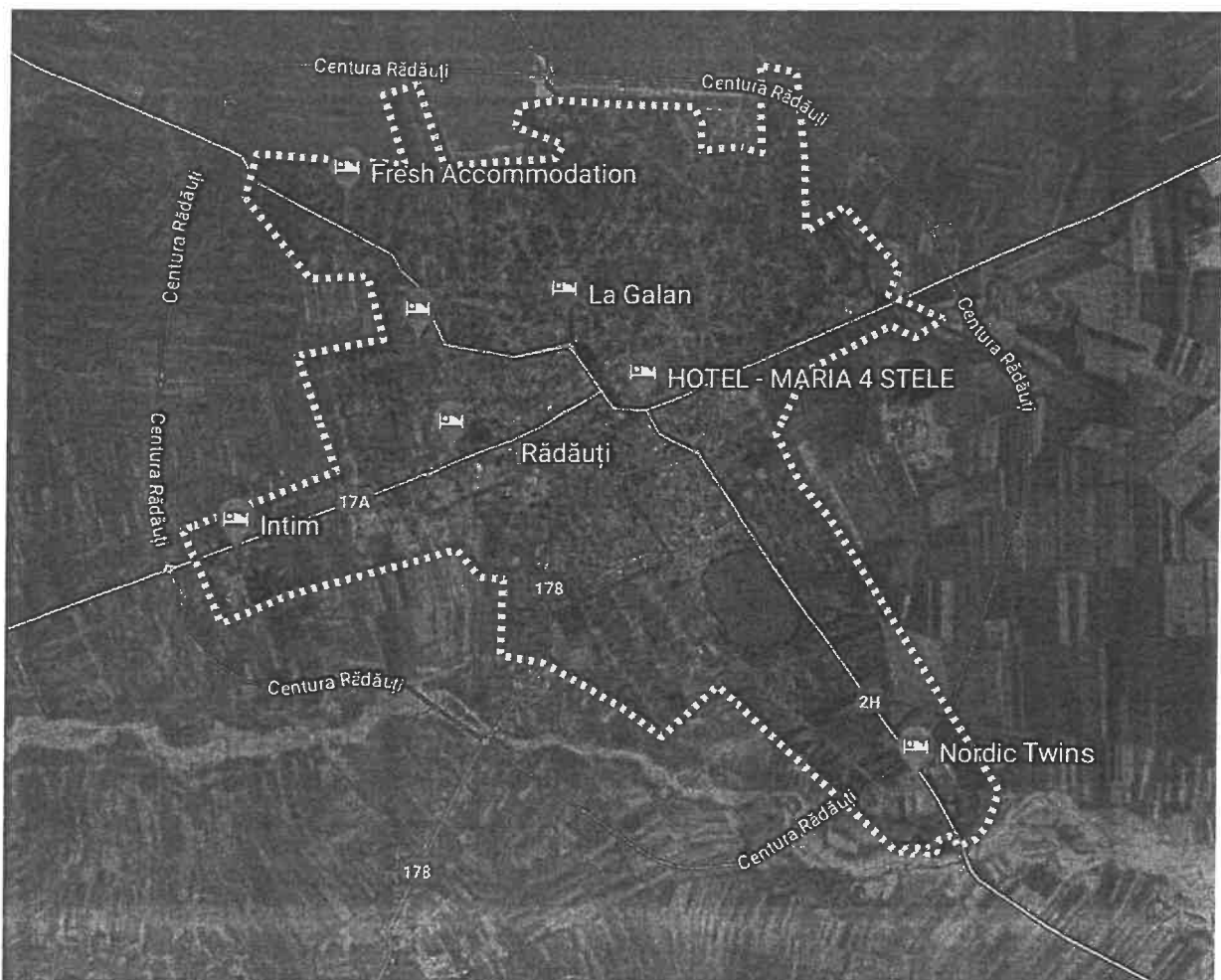


Figura 2.6 – Amplasare generală

Conform Planului de situație și a Extrasului de Carte Funciară (Anexa 1), terenul propus pentru dezvoltarea proiectului, de către Municipiul RĂDĂUȚI este identificat cu numărul cadastral 56590, în suprafață totală de 98.213 m², și este încadrat în Extravilanul Mun. RĂDĂUȚI, Jud. SUCEAVA și nu este grevat de sarcini. Terenul este încadrat, conform extraselor de carte funciară, în categoria de pășune.

Scopul proiectului este acela ca Beneficiarul să dobândească calitatea de *prosumator (utilizator activ)* de energie electrică din surse regenerabile de energie.

Pentru dezvoltarea acestui proiect, **Beneficiarul** va trebui să asigure retragerea din circuitul arabil a unei suprafețe totale de aproximativ **9.255 m²**, în baza Legii nr. 50/1991, litera g) a articolului 11¹.

În conformitate cu OUG 1165/06.12.2022, prosumator este definit ca fiind “clientul final care își desfășoară activitățile în spațiul propriu deținut cu orice titlu, aferent unui punct de delimitare cu rețeaua electrică, precizat prin certificatul de racordare și care produce energie electrică din surse regenerabile pentru propriul consum, a cărei activitate specifică nu este producerea energiei electrice, care consumă și care poate stoca și vinde energie electrică produsă sau stocată furnizorului de energie electrică cu care acesta are încheiat contract de furnizare a energiei electrice și/sau consumatorilor racordați la barele centralei electrice, inclusiv care poate deconta energia electrică produsă și livrată cu energia electrică consumată din rețea pentru mai multe locuri de producere și consum ale acestora, dacă pentru locurile de consum respective este același furnizor de energie electrică și dacă sunt racordate la rețeaua electrică a distribuitorului la care este racordat prosumatorul, cu condiția ca, în cazul consumatorilor autonomi necasnici de energie, aceste activități să nu constituie activitatea lor comercială sau profesională primară”

În acest sens a fost realizată o analiză a **facturilor fiscale existente** pentru a identifica necesarul de energie electrică la nivelul UAT-ului.

Din această analiză a reieșit că **necesarul anual de energie electrică (la nivelul anului calendaristic 2022)** se ridică la **411,51 MWh/an**, respectiv **35,39 t.e.p./an**, cu un impact de mediu asociat de **251,80 tone CO₂ echivalent/an**.

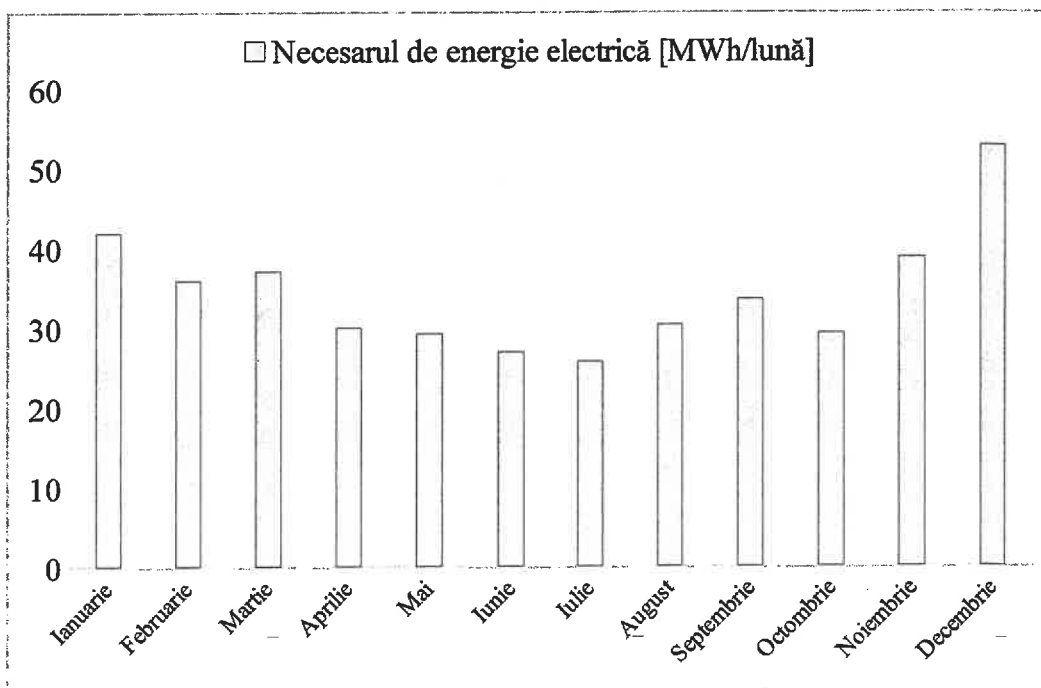


Figura 2.7 – Evoluție lunară a necesarului de energie electrică – istoric 01.01.2022 – 31.12.2022

+ inclusiv estimări consum viitor

Tabelul 2.1 – Centralizarea punctelor de consum existente – kWh/lună

PUNCT DE CONSUM	TOTAL
Cimitir	1.379,00
Bariera	520,00
Bariera	486,00
Ansamblu Grup Statuar	19.943,00
Statie pompare ape - Scolii noi	5.563,00
Statie pompare ape (1) - 1 Mai	3.764,00
Statie pompare ape (2) - 1 Mai	0,00
Politie comunitare + SCLEP	9.201,00
Fantana Arteziana	5.889,00
Galerie Artă	1.777,00
Muzeu (1)	149,00
Muzeu (2)	2.885,00
Hotel (2)	977,00
Biblioteca	1.548,00
Plita electrica stadion	964,00
Parc Zoologic	6.396,00
Stadion Radauti	9.901,00
Cresa + gradinita	9.357,00
Gradinita Prichindelul	6.254,00
Spatii cazare	8.414,00
Cantina ajutor social	18.144,00
Sala de sport - Radauti	28.566,00
IL. Public, Pt 39	8.024,00
Gradinita Pinochio - Radauti	13.696,00
Org. santier bloc ANL - Bucovinei	0,00
Fantana Arteziana (1) P-ta Unirii	1.483,00
IL. Public, Pt 83	7.501,00
Organizare santier	0,00
Fantana Arteziana (2) P-ta Unirii	189,00
Camion persoane varstnice	36.182,00
Platforma + wc public	8.065,00
Sediu administrativ - corp 2	8.910,00
Sediu primarie	35.485,00
WC public	3.700,00
Semafoare - P-ta Unirii	1.700,00
Hotel (1) P-ta Unirii	9.400,00
Sediu Adm Parc	0,00
Piata agroalimentara	49.542,00



Reamenajare Parc Zoo	12.690,00
Parcare + Scena spectacol	1.123,00
Zilele Municipiului Radauti	316,00
Cladire sector mecanizare	922,00
Sediul DAS	4.000,00
Bazin inot	56.300,00
Grup Sanitar Manastirea Bogdana	3.700,00
Gradinita cu Program Normal	6.500,00
TOTAL	411.505,00



GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian_gheorghiu_pfa@gmail.com

TVSCONSULTING

Tabulul 2.2 – Centralizarea consumurilor de energie electrică aferente punctelor de consum existente

PUNCT DE CONSUM	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	TOTAL
Cimitir	140,44	120,39	124,31	100,48	97,91	90,25	86,26	101,74	112,47	98,08	129,88	176,80	1.379,00
Bariera	52,96	45,40	46,88	37,89	36,92	34,03	32,53	38,37	42,41	36,98	48,97	66,67	520,00
Bariera	49,49	42,43	43,81	35,41	34,51	31,81	30,40	35,86	39,64	34,56	45,77	62,31	486,00
Ansamblu Grup Statuar	2.030,96	1.741,14	1.797,77	1.453,13	1.415,99	1.305,22	1.247,46	1.471,38	1.626,47	1.418,37	1.878,25	2.556,86	19.943,00
Statie pompare ape - Scollii noi	566,53	485,68	501,48	405,34	394,98	364,08	347,97	410,43	453,69	395,65	523,93	713,22	5.563,00
Statie pompare ape (1) - 1 Mai	383,32	328,62	339,31	274,26	267,25	246,34	235,44	277,71	306,98	267,70	354,50	482,58	3.764,00
Statie pompare ape (2) - 1 Mai	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Politie comunitare + SCLEP	937,02	803,30	829,43	670,42	653,29	602,18	575,53	678,84	750,39	654,39	866,56	1.179,65	9.201,00
Fantana Arteziana	599,73	514,14	530,87	429,10	418,13	385,42	368,36	434,49	480,28	418,83	554,63	755,02	5.889,00
Galerie Artta	180,97	155,14	160,19	129,48	126,17	116,30	111,15	131,11	144,92	126,38	167,36	227,83	1.777,00
Muzeu (1)	15,17	13,01	13,43	10,86	10,58	9,75	9,32	10,99	12,15	10,60	14,03	19,10	149,00
Muzeu (2)	293,80	251,88	260,07	210,21	204,84	188,82	180,46	212,85	235,29	205,18	271,71	369,88	2.885,00
Hotel (2)	99,50	85,30	88,07	71,19	69,37	63,94	61,11	72,08	79,68	69,49	92,01	125,26	977,00
Biblioteca	157,65	135,15	139,55	112,79	109,91	101,31	96,83	114,21	126,25	110,10	145,79	198,47	1.548,00
Plita electrica stadion	98,17	84,16	86,90	70,24	68,45	63,09	60,30	71,12	78,62	68,56	90,79	128,59	964,00
Parc Zoologic	651,36	558,41	576,57	466,04	454,13	418,60	400,08	471,89	521,63	454,89	602,38	820,02	6.396,00
Stadion Radauti	1.008,30	864,42	892,53	721,43	702,99	648,00	619,32	730,49	807,48	704,17	932,49	1.269,39	9.901,00
Cresa + gradinita	952,90	816,92	843,49	681,79	664,37	612,39	585,29	690,35	763,12	665,48	881,25	1.199,65	9.357,00
Gradinita Prichindelul	636,90	546,01	563,77	455,69	444,95	409,31	391,20	461,42	510,05	444,79	589,01	801,82	6.254,00
Spatii cazare	856,87	734,59	758,48	613,08	597,41	550,68	526,31	620,78	686,21	598,41	792,44	1.078,75	8.414,00
Cantina ajutor social	1.847,76	1.584,08	1.635,60	1.322,04	1.288,26	1.187,48	1.134,93	1.338,65	1.479,75	1.290,42	1.708,82	2.326,21	18.144,00
Sala de sport - Radauti	2.909,12	2.493,98	2.575,10	2.081,43	2.028,24	1.869,57	1.786,84	2.107,58	2.329,72	2.031,64	2.690,38	3.662,40	28.566,00
IL. Public, Pt 39	817,15	700,54	723,33	584,66	569,72	525,15	501,91	592,01	654,40	570,68	755,71	1.028,74	8.024,00
Gradinita Pinochio - Radauti	1.394,78	1.195,74	1.234,63	997,94	972,44	896,37	856,70	1.010,48	1.116,99	974,07	1.289,90	1.755,94	13.696,00



2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII

2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național

Din punct de vedere al analizei congestiei rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport, așa cum se prezintă în **Figura 2.8**, Centrala Fotovoltaică propusă este situată în **zona J**, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de 950 MW.

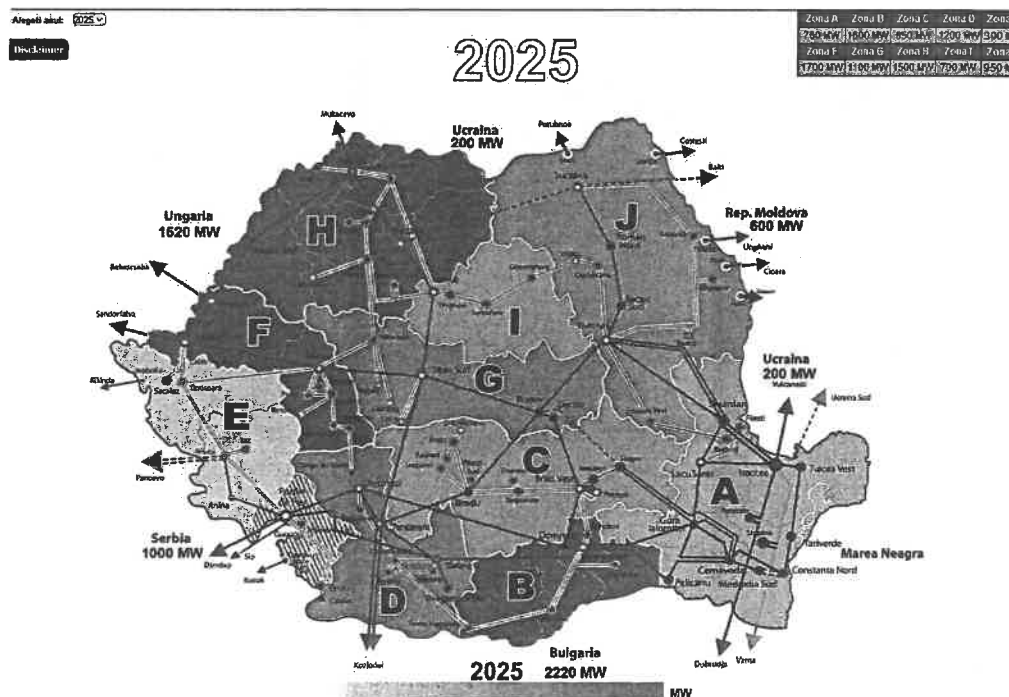


Figura 2.8 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2022

În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe evoluția istorică a piețelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM).

Se observă (v.) că în perioada de analiză 11.09.2020 – 31.12.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 300%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.



EDS Advisors
Energie, Diagnostic, Sistem

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

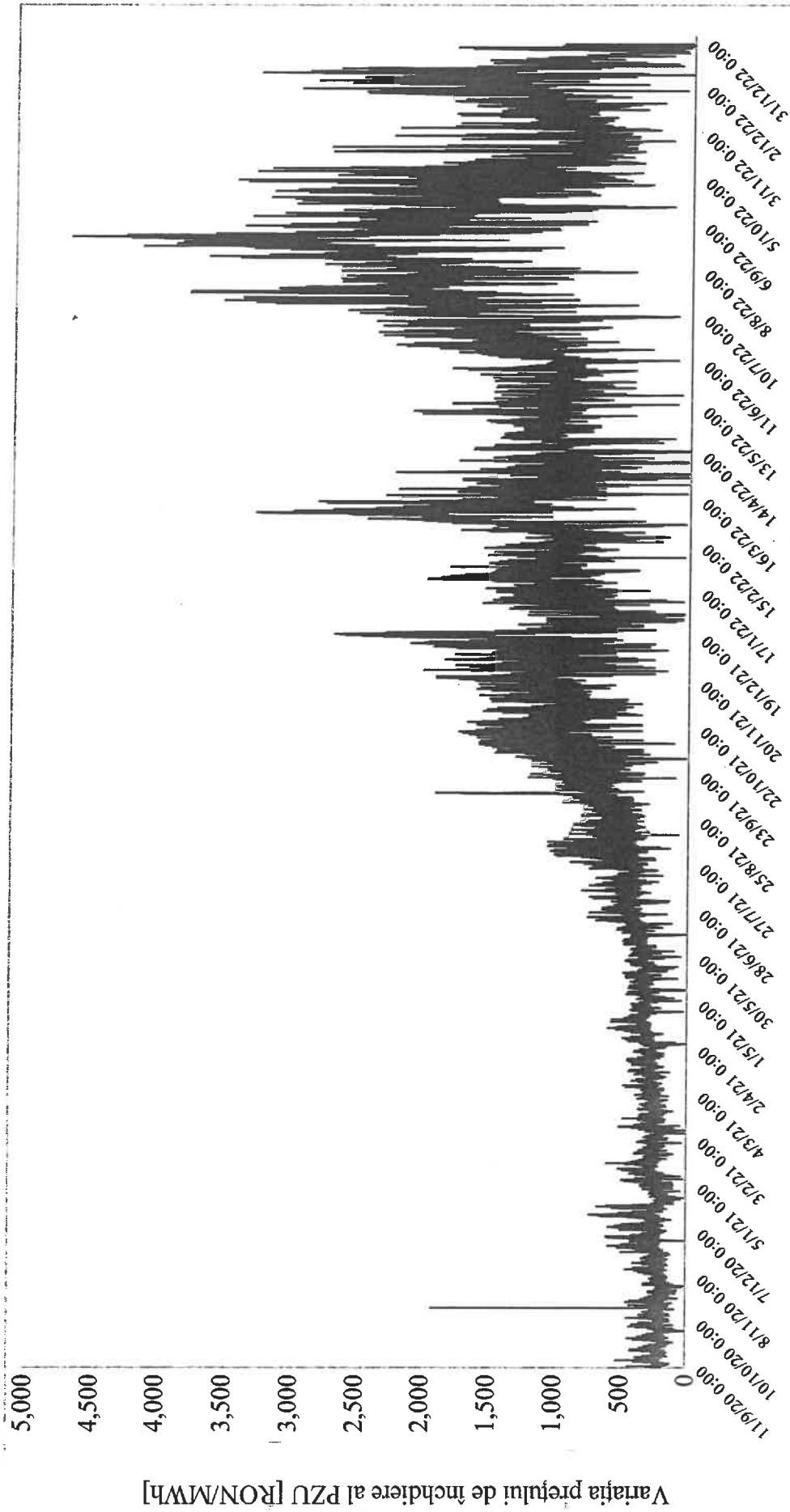


Figura 2.9 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa (a se vedea Figura 2 .10) că există un ușor dezechilibru între Cererea de energie electrică și Oferta de energie electrică disponibilă pe plan național, fapt ce a condus la importuri de energie aproape în fiecare interval de decontare / tranzacționare din perioada de analiză, după cum se poate observa și în .

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

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, Prestatorul a realizat o analiză orară, multi lunară, a acestor valori. Matricea de repartiție orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, va fi prezentată în Tabelul 2 .3.

Tabelul 2.3 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 – 31.12.2022)

O R A	L u n i	M a r ț i	M i e r c u r i	J o i	V i n e r i	Sâ m bă tă	Du m i n i c ă
0 : 0 0	66 0, 32	61 6, 54	78 5, 44	79 4, 41	79 0, 94	75 7, 72	73 9,0 6
1 : 0 0	58 0, 65	57 2, 55	73 0, 58	73 5, 98	73 0, 44	70 2, 32	71 2,7 8
2 : 0 0	54 5, 09	51 5, 27	70 1, 87	70 2, 03	69 1, 29	67 2, 38	68 2,6 6
3 : 0 0	49 6, 11	47 5, 66	66 2, 84	67 4, 17	64 2, 42	64 0, 30	63 6,5 8
4 : 0 0	47 7, 18	45 5, 58	65 4, 37	65 1, 85	62 3, 52	62 0, 58	62 4,1 7
5 : 0 0	48 2, 21	50 5, 56	70 4, 51	69 8, 38	66 3, 47	65 8, 29	63 2,2 5



6 : 0 0	53 2, 25	64 0, 26	80 9, 25	80 7, 27	75 7, 81	75 3, 84	66 6,1 1
7 : 0 0	60 8, 15	79 8, 96	95 8, 70	94 7, 76	91 2, 40	87 3, 76	74 0,9 5
8 : 0 0	68 5, 87	95 0, 66	1. 07 7, 49	1. 07 9, 52	1. 02 2, 03	96 6, 41	80 1,5 9
9 : 0 0	74 1, 25	1. 02 5, 56	1. 14 0, 04	1. 14 1, 26	1. 08 6, 22	99 0, 02	83 8,2 0
1 : 0 0	76 0, 74	1. 01 8, 73	1. 12 9, 18	1. 10 1, 66	1. 04 5, 55	97 2, 02	84 5,9 4
1 : 0 0	74 3, 60	95 8, 06	1. 04 0, 94	1. 00 3, 80	96 8, 40	89 7, 96	81 3,1 0
1 : 0 0	71 6, 26	92 4, 28	99 3, 95	95 8, 21	90 8, 14	85 7, 52	77 9,4 8
1 : 0 0	68 8, 66	88 6, 57	93 3, 24	91 2, 80	86 5, 43	82 3, 90	73 4,1 2
1 : 0 0	63 6, 29	87 3, 90	87 7, 73	87 8, 83	83 8, 20	78 7, 50	69 8,8 7
1 : 0 0	62 9, 83	86 2, 25	86 2, 19	87 7, 00	81 5, 63	76 9, 82	68 4,1 7
1	65	88	90	91	86	80	70



6 : 0 0	7, 20	5, 23	7, 98	8, 18	4, 31	1, 70	6,8 2
1 7 : 0 0	73 7, 22	94 6, 27	96 3, 14	96 7, 36	92 9, 39	84 9, 57	76 1,3 2
1 8 : 0 0	82 7, 66	99 8, 58	1, 03 8, 46	1, 04 2, 92	99 3, 88	91 8, 17	83 4,8 4
1 9 : 0 0	90 6, 79	1, 07 9, 88	1, 11 9, 21	1, 12 9, 31	1, 06 3, 69	1, 00 1, 24	91 4,0 8
2 0 : 0 0	92 8, 02	1, 09 5, 87	1, 15 4, 98	1, 14 9, 34	1, 07 0, 02	1, 02 2, 76	93 8,0 4
2 1 : 0 0	88 5, 88	1, 05 1, 43	1, 08 5, 16	1, 08 3, 51	1, 01 3, 31	98 5, 89	89 5,6 4
2 2 : 0 0	79 9, 33	95 2, 61	96 9, 34	97 8, 22	90 8, 20	88 7, 20	84 0,0 7
2 3 : 0 0	71 4, 63	86 3, 61	88 2, 36	88 2, 90	81 4, 96	80 8, 78	74 2,7 3



EDDS Advisors
Economic Diagnosis Services

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVS CONSULTING

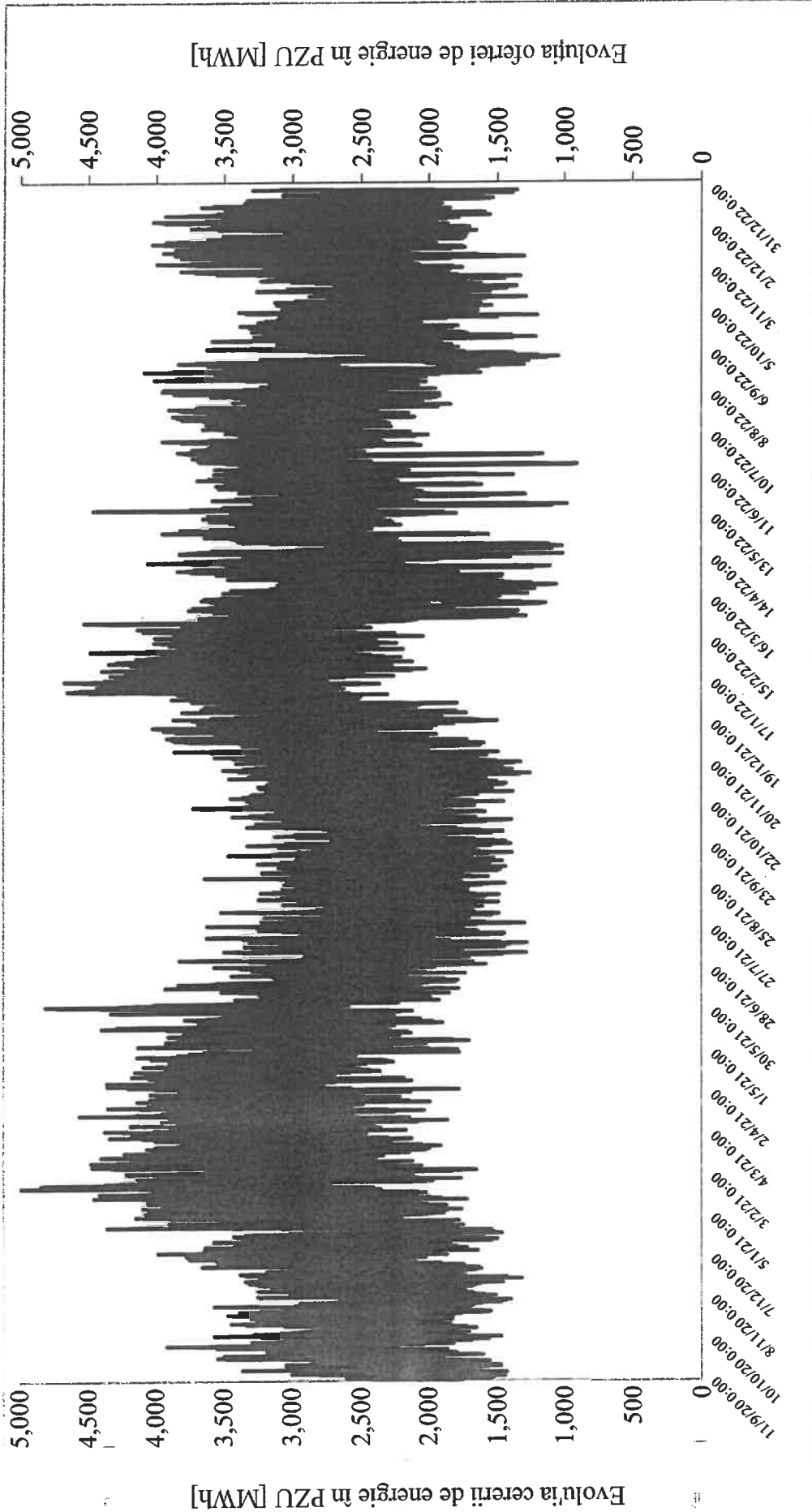


Figura 2.10 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022



EJDS Advisors
Eficientes. Dinamici. Sinceri.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVS CONSULTING

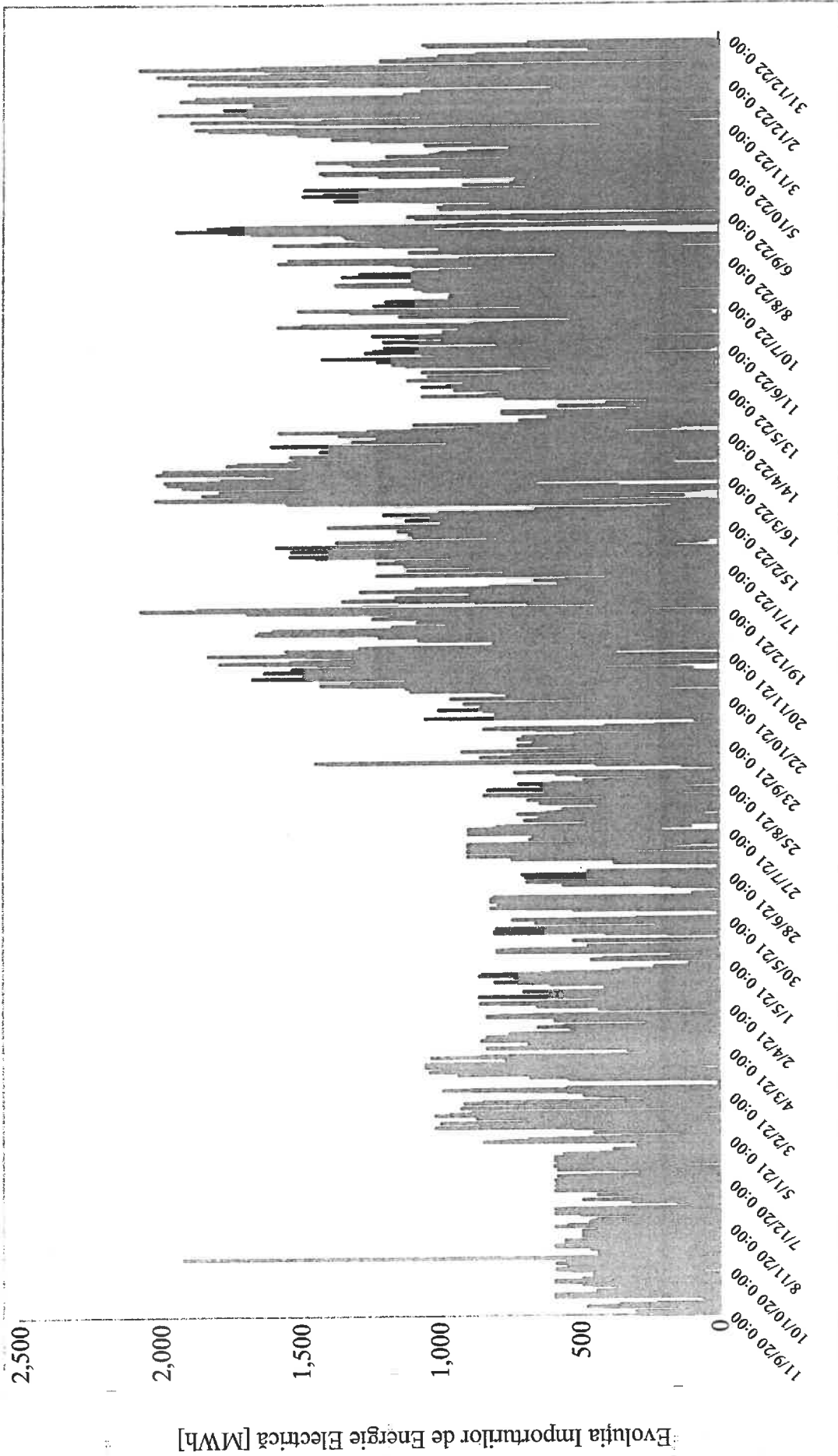


Figura 2.11 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 - 31.12.2022

De asemenea, în urma analizei statistice a evoluției prețurilor energiei electrice în Piața pentru Ziua Următoare în ultimul an calendaristic încheiat (01.01.2022 – 31.12.2022), se poate observa (v. Figura 2.12) că variația acestora urmează îndeaproape variația curbei de sarcină la nivel național, fiind înregistrate prețuri medii minime de 980 – 1.003 RON/MWh în intervalele 04:00 – 05:00 (golul de noapte) și prețuri medii maxime de 1.570 – 1.589 RON/MWh în intervalele 20:00 – 21:00 (vârful de seară).

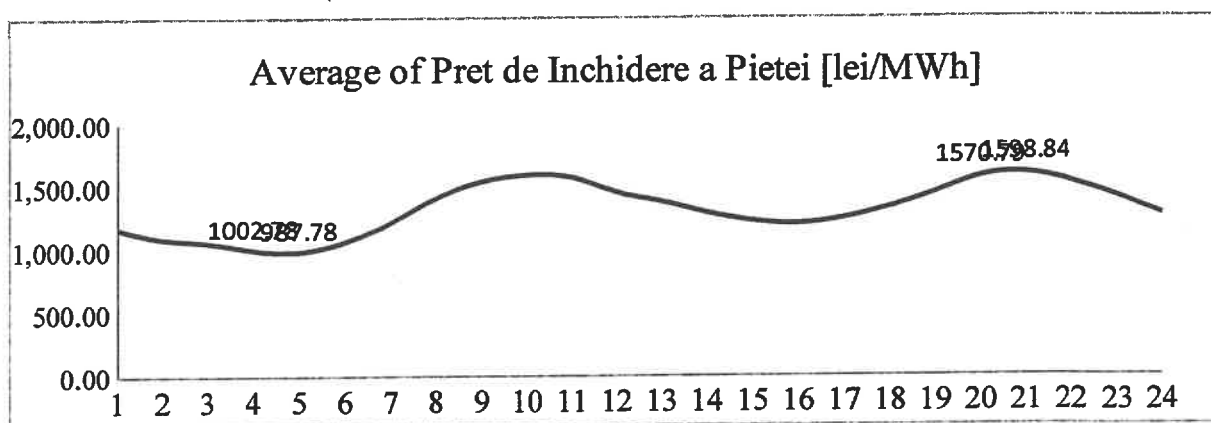


Figura 2.12 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2022 – 31.12.2022

De asemenea, se poate observa (v. Figura 2.13) că Piața de Echilibrare a înregistrat în perioada iulie 2021 – iunie 2022 prețuri medii ponderate cuprinse între 400 RON/MWh și 1.368 RON/MWh, pe cele două componente de excedent și deficit.

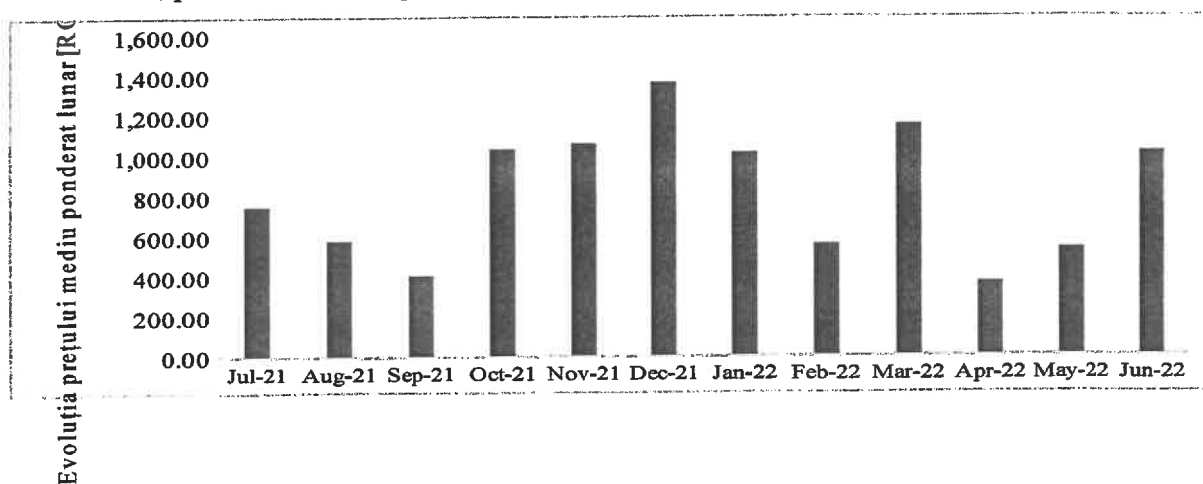


Figura 2.13 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)

Dacă se analizează doar componenta de reglaj secundar la creștere, conform statisticilor disponibile pe site-ul Operatorului de Piață OPCOM, prețul marginal pentru acest serviciu se situează la o valoare de 2.000 – 2.500 RON/MWh. Conform aceluiași statistici, necesarul de

putere pe interval de decontare (15 minute) este situat în plaja 0 – 80 MW (ziua de referință 03.02.2022).

2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previțiuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate din 1990, scăzând cu 6%/an între 1990 și 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din 1990).

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

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

Pentru a putea asigura tranziția către 100% energie regenerabilă până în anul 2050, se estimează un necesar de capacitate de stocare în baterii electrochimice de aproximativ **1.465 GWh**, din care pentru regiunea România – Bulgaria se preconizează un necesar total de capacități de stocare (în toate formele) de **72 TWh**.

2.4.3. Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului

Județul Suceava este situat în partea de nord-est a României, între Pietrosul Călimanului (2.022 de metri altitudine) și albia Siretului (233 de metri altitudine), într-un cadru natural dominat de elemente bioclimatice central și nord-est europene, ce creează o armonie peisagistică inedită, pe coordonatele geografice 24°57'-26°40' longitudine estică și 47°4'55" – 47°57'31" longitudine nordică, cu o așezare în formă de amfiteatru.

Județul se învecinează la nord cu Ucraina, la est cu județul Botoșani, la sud-est cu județul Iași, la sud cu județele Neamț și Harghita, la sud-vest cu județul Mures, iar la vest cu județele Bistrița Năsăud și Maramureș.

Județul SUCEAVA ocupă o suprafață de 8.553,5 de kilometri pătrați, reprezentând 3,6% din suprafața țării, fiind al doilea județ ca întindere din țară, după județul Timiș.



Spațiul geografic al județului Suceava se înscrie aproape în egală măsură sectorului cu climă continentală (partea de est) și cu climă continental – moderată (partea de vest).

Valorile medii ale temperaturii aerului cresc dinspre S-V către N-E.

Temperaturile medii anuale sunt:

- climatul montan / sub 0°C pe munții înalți și 6 °C pe versantul estic al Obcinei Mari;
- climatul extramontan / -7-8 °C.

Miscarea eoliană:

- în zona de munte direcția dominantă a vânturilor este dată de orientarea formelor de relief;
- în podisul Sucevei vânturile predominante acționează dinspre nord-vest și se canalizează pe culoarele văilor Siret și Suceava.

Regimul pluviometric are o repartitie neuniformă în cursul anului, ceea ce demonstrează caracterul continental al climatului din zonă, cantitatea de precipitații diminuându-se treptat de la vest la est, respectiv:

- 1.200 mm în Călimani (cantitate anuală)
- 550-600 mm în Valea Siretului.

Cele mai mici cantități de precipitații se înregistrează în luna februarie, iar cele mai bogate în intervalul mai-iulie, când se realizează circa 45% din cantitatea anuală de precipitații.

Dimensiunile mari ale județului explică varietatea geologică a peisajului, precum și a resurselor naturale. Formele de relief ocupă următoarele suprafețe: zona de munte 5.593 km², iar zona de podis și dealuri sub-carpatică 2.960 de kilometri pătrați.

Raportat la marile unități geografice ale țării, teritoriul județului se suprapune parțial Carpaților Orientali și Podisului Sucevei. De la vest către est, relieful înregistrează o scădere treptată în altitudine, tipurile de forme orientându-se în fâșii cu direcție nord-sud și în general paralele între ele. Acest fenomen apare pregnant cu deosebire în regiunea montană.

În ansamblu, teritoriul județului cuprinde două importante unități de relief:

- regiunea montană – 65,4% munți cu înălțimi între 800 și 2.100 de metri;
- regiunea de podis – 34,6% podis și dealuri subcarpatice.

Înălțimile scad treptat de la vest la est, imprimând astfel etajarea și diversificarea celorlalte componente ale mediului natural.

Zonele montane, care ocupă 2/3 din teritoriul județului, se caracterizează prin întinse păduri și pajiști naturale, bogate resurse balneo-turistice.

În cadrul zonei montane s-au dezvoltat o serie de depresiuni dintre care cea mai importantă este Depresiunea Dornei. Aceasta este de origine tectonică și de baraj vulcanic, se desfășoară la 800-900 de metri și are două compartimente: Dorna și Neagra Șarului, în care există lunci, terase, dealuri piemontane și turbării.

Zonele de podiș și dealuri subcarpatice sunt reprezentate prin podișul Sucevei și Subcarpații Neamțului, cu altitudini cuprinse între 300 și 500 de metri. Podișul Sucevei se împarte în Podișul Dragomirnei și Podișul Fălticeni ce încadrează între ele Depresiunea Rădăuți. Suprafețele cele mai joase sunt formate din luncile și terasele joase de-a lungul râurilor, prezentând ca principală caracteristică faptul că, pe mari întinderi, nivelul apei freatice este relativ ridicat, dând naștere zonelor cu exces de umiditate.

Rețeaua hidrografică a județului însumează 3.092 km. Densitatea rețelei hidrografice este de 0,361 km râu/km² teritoriu, valoare superioară celei medii pe țară.

Principalele cursuri de apă ce străbat județul sunt: râul Siret (de la N la S) și afluenții săi, râurile Suceava, Șomuzu Mare, Moldova, Bistrița (curgând de la NV spre SE).

Suprafața totală alucilor de apă din județ este de 5.542,63 ha (reprezentând 0,65% din suprafața totală a județului), din care 5.056,622 ha ape curgătoare și 486.008 ha lacuri.

În totalitate râurile de pe teritoriul județului Suceava sunt tributare râului Siret, datorită configurației generale a reliefului. Cantitățile cele mai mari de apă sunt transportate de râurile ale căror bazine de alimentare sunt situate în regiunea montană. Cel mai întins bazin hidrografic este cel al râului Moldova, care drenează prin intermediul afluenților săi peste 33% din suprafața județului Suceava, după care urmează Bistrița (circa 30% din suprafață) și râul Suceava.

Apele stătătoare constau din lacuri naturale de dimensiuni mici și lacuri antropice amenajate în scopuri complexe: rezerve de apă industrială și potabilă, apărare împotriva inundațiilor, piscicultură... Cele mai numeroase acumulări antropice sunt cele șase lacuri din lungul râului Șomuzu Mare.

Râul Siret intră în țară și în județ cu o suprafață de bazin de 1.636 km² și o lungime de 110 km. Râul Suceava își are izvoarele la o altitudine de 1.250 m, în regiunea Obcinelor - Bucovinene, totalizând, la vărsarea în râul Siret, o suprafață de bazin de 2.625 km și o lungime de 262 km².

Afluenții săi principali de pe teritoriul județului sunt: Brodina (S = 156 km², L = 28 km), Putna (S = 132 km², L = 19 km), Pozen (S = 158 km², L = 25 km), Sucevița (S = 205 km², L = 35 km), Solca (S = 166 km², L = 27 km) și Soloneț (S = 217 km², L = 31 km).

Râul Moldova izvorăște din Obcina Lucina și străbate județul pe o lungime de 140 km din totalul de 216 km. La ieșirea din județ, râul are o suprafață de bazin de 2.575 km². Afluenții săi principali de pe teritoriul județului sunt pe dreapta: Putna (S = 90 km², L = 20 km), Suha (S = 359 km², L = 33 km), Suha Mare (S = 128 km², L = 29 km), Suha Mică (S = 135 km², L = 24 km) și pe stânga: Moldovița (S = 564 km², L = 47 km), Humor (S = 106 km², L = 26 km), Somuz (S = 95 km², L = 20 km).

Râul Bistrița, afluentul cu debitul cel mai mare al Siretului totalizează, la ieșirea din județ, o lungime de 122 km și o suprafață de bazin de 2.532 km². Afluenții săi principali sunt pe partea dreaptă și anume: Dorna (S = 595 km², L = 46 km), Neagra Șarului (S = 302 km², L = 53 km) și Neagra (S = 355 km², L = 40 km). Pe partea stângă, se găsesc afluenți mai mici, cei mai importanți fiind Țibău (S = 135 km², L = 24 km) și Cârlibaba (S = 111 km², L = 24 km).

Șomuzul Mare (S = 489 km², L = 51 km) și Șomuzul Mic (S = 128 km², L = 30 km) își au obârșie în Podișul Sucevei, la sud de orașul Suceava și se varsă în Siret pe teritoriul județului Suceava.

Municipiul Rădăuți este situat în județul Suceava, în partea nord-estică a acestuia, la intersecția coordonatelor geografice 47° 51' latitudine nordică și 25° 55' longitudine estică. Rădăuți se învecinează cu următoarele localități: comuna Frătăuții Vechi (la nord și nord-est), comuna Satu Mare (la est), orașul Milișăuți și comuna Volovăț (la sud), comunele Marginea, Horodnic de Sus și Horodnic de Jos (la vest).

Rădăuți se află la distanța de 37 km de municipiul Suceava, reședința de județ. Distanțele până la alte orașe apropiate sunt următoarele: 8 km până la Milișăuți, 19 km până la Siret, 21 km până la Cajvana, 22 km până la Solca, 23 km până la Vicovu de Sus, 50 km până la Dorohoi, 51 km până la Gura Humorului. Față de municipiul București, Rădăuți se află la o distanță de 475 km.

Accesul rutier către oraș este facil, realizându-se atât pe drumul național 2H, care se desprinde din drumul european E85 la 15 km sud-est de Rădăuți, cât și pe drumul național 17A, care se desprinde din același drum european la 14 km nord-est de Rădăuți.

Accesul feroviar către oraș se realizează pe linia ferată secundară Dornești – Rădăuți, care se continuă apoi către Putna și Nisipitu. Călea ferată a fost pusă în funcțiune în anul 1889 de

către compania Bukowinaer Lokalbahnen (Căile ferate locale ale Bucovinei) și tranzitează centrul orașului, unde se găsește Gara Rădăuți. Traficul feroviar a fost închis în anul 2012 pe ruta Dornești - Putna din cauza lipsei de calatori, dar în data de 14 august 2018 a fost redeschisă, fiind construită Halta Gara Mica, localizată lângă amanet. De asemenea tronsonul Gura Putnei - Nisipitu a fost închis încă din anul 2008, datorită inundațiilor care au distrus terasamentul căii ferate. Cel mai apropiat aeroport este Aeroportul Suceava, aflat la 45 km distanță, în orașul Salcea.

Municipiul Rădăuți are o suprafață totală de 3.230 de hectare, din care 1.075 de hectare intravilan. Din punct de vedere al întinderii, este al treilea oraș ca mărime din județul Suceava, ocupând 1,4% din suprafața acestuia.

Localitatea este situată în Depresiunea Rădăuți ce face parte din Podișul Sucevei, la limita cu Obcina Mare. Relieful ușor ondulat care apare în nordul municipiului se datorează prezenței grindurilor și a micilor depresiuni dintre ele, care în trecut erau ocupate de heleșteu. Toate aceste forme de relief sunt constituite din pietrișuri, nisipuri și argile – roci friabile, caracteristice depunerilor fluviale.

Clima este temperat-continentală cu influențe baltice. Sectorul predominant de influență climatică este continental, cu frecvența crivățului în perioada iernii. Pe teritoriul municipiului Rădăuți se fac resimțite influențele climatice scandinavo-baltice, cu circulația maselor de aer polare în anotimpul rece.

Temperatura medie anuală oscilează între 6 °C și 8 °C, cu temperatura maximă de 32 °C în luna iulie și temperatura minimă de -25 °C în luna ianuarie. Temperatura minimă absolută a fost de -34,2 °C și a fost înregistrată în anul 1996.

Cantitățile de precipitații sunt de 650–750 mm. Recordul de 1.237 mm a fost înregistrat în anul 1955.

Zona climatică: IV, cf. hărții de zonare climatică a României, fig.A 1 din SR 1 907-1, $T_e = -21^\circ\text{C}$;

În conformitate cu prevederile STAS 6054-77, **adâncimea de îngheț** în zona studiată este de 0,80 m.

Zona de zăpadă, conform cod CRJ-1-3-2012, are valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol de 2 kN/mp.

Zona de vânt conform cod CR 1-1-4-2012 are valoarea pentru viteza maximă mediată pe 1 minut de 35 m/s ($T=50$ ani) cu presiunea mediată pe 10 minute de 0,6 kPa.



EDS Advisors
Efficiency Diagnosis Synergy

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

Zona eoliana: IV - conform hărții de încadrare a localităților în zonele eoliene, Fig. 4 din SR 1907 /1-97.

Seismicitate: Din punct de vedere seismic orașul Moldova Nouă se încadrează în zona de macroseismicitate $I = 82$ pe scara MSK, unde indicele 2 corespunde unei perioade medii de revenire de 100 ani, conform S.R.1100/1– 93.

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100 /1- 2013 teritoriul orașului prezintă o valoare de vârf a accelerației terenului $a_g = 0.25$ g pentru cutremure cu intervalul mediu de recurență $IMR = 225$ ani și probabilitatea de depășire de 20 % în 50 ani.

2.4.4. Potențialul solar al României

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.2110 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. Figura 2.14). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

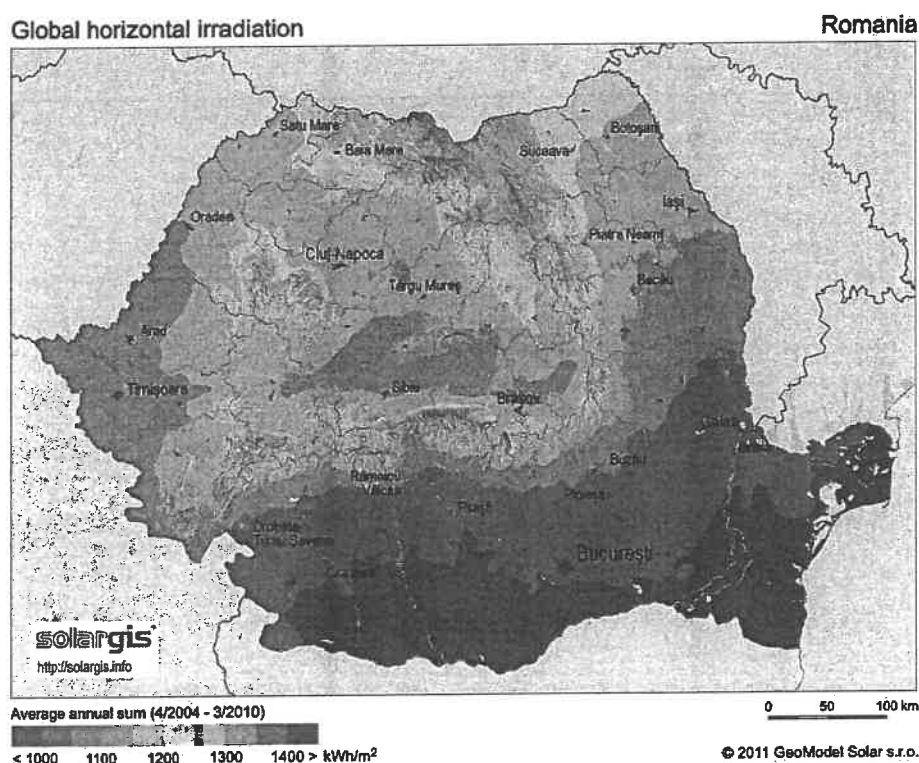


Figura 2.14 – Harta României privind Potențialul Solar

2.4.5. Concluzii

Conform A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021,” 2021, pct [CITATION Age21 \l 1048] Bibliografie, cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, s-a observat că anul 2021 a adus o creștere de peste 5% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2020 a fost marcat de situația excepțională

generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%, trend menținut și pe parcursul anului 2021.

În prezent există numeroase posibilități de finanțare nerambursabilă sau în condiții speciale pentru proiecte de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea de fonduri nerambursabile prin **Fondul de Modernizare**.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei centrale fotovoltaice, se urmărește creșterea gradului de energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice **"DEZVOLTAREA UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICA DIN SURSE REGENERABILE IN VEDEREA ASIGURĂRII AUTOCONSUMULUI ÎN MUNICIPIUL RĂDĂUȚI, JUDEȚUL SUCEAVA "**, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unei centrale fotovoltaice de către Primaria RĂDĂUȚI, în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică ale acestora.

Obiective specifice:

- Crearea unei centrale fotovoltaice cu putere instalată unitară de 378,00 kWp / 375,00 kW AC, până la data 31.12.2025;
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;



- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de 35,35 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 7.768,70 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 4.753,67 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: 411,04 MWh/an (99,89% din necesar) în primul an de funcționare,
- Factor de capacitate: 11,82%, valoare medie pe o durată de 20 de ani.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 378,00 kWp / 375,00 kW AC.

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

3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate

În vederea elaborării prezentului Studiu de Fezabilitate, au fost analizate **două** variante tehnice relevante, ținând cont de principalele restricții privind performanța minimă a soluțiilor tehnice:

Pentru panourile fotovoltaice:

- Randamentul minim trebuie să fie de minimum 19% pentru **panourile monocristaline din siliciu;**
- Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:
 - O valoare standard a radiației solare de **1.000 W/m²;**
 - Masa aerului (AM) de **1,5;**
 - Temperatura celulei PV de **25 °C.**

Pentru invertoarele utilizate:

- Acestea trebuie să fie conforme cu prevederile Ordinilor Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) aflate în vigoare: Ord. nr. 228/2017 și Ord. nr. 132/2020;
- Randamentul minim (european) trebuie să fie de **97%.**

Pornind de la **necesarul de energie electrică anual (istoric) de 411,51 MWh/an** și considerând o producție medie anuală specifică de **1.087,41 kWh/kWp/an**, pentru acoperirea integrală a nevoii de energie electrică a UAT RĂDĂUȚI ar fi necesară o capacitate totală instalată de **378,43 kWp / 375 kW_{AC}.**

Ținând seama de aspectele prezentate anterior, soluțiile tehnice propuse pentru analiză sunt caracterizate de performanțe net superioare. Acestea vor fi prezentate, sub formă sintetizată, în Tabelul 3.4.

Vor fi așadar comparate două variante distincte de dezvoltare a **obiectivului de investiții:**



- **Scenariul 1** - Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate având orientarea SUD, folosind module PV de 540 Wp și 3 tipuri de invertoare trifazate de 100 kW, 50kW și 25kW;
- **Scenariul 2** - Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate având orientarea SUD, folosind module PV de 525 Wp și 1 tip de invertoare trifazate de 25kW.



Tabelul 3.4 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză

Variantă				
1.	Panouri PV	Cantitate	700	Buc.
		Putere nominală	540	Wp
		Randament minim	21,1	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m ²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
	Temperatura celulei (STC)	25	°C	
	Invertoare tip 1	Cantitate	3	Buc.
		Putere nominală	100	kW
		Randament european minim	98,4	%
		Cantitate	1	Buc.
Putere nominală		50	kW	
Invertoare tip 2	Randament european minim	98,4	%	
	Cantitate	1	Buc.	
	Putere nominală	25	kW	
	Randament european minim	98,4	%	
	Orientare	SUD	-	
Invertoare tip 3	Inclinație	25 – 30	Grade	
	Material	Oțel	-	
	Tip	Prefabricată	-	
	Cantitate	720	Buc.	
	Putere nominală	525	Wp	
2.	Panouri PV	Randament minim	20,3	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m ²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
		Cantitate	15	Buc.
	Invertoare tip 4	Putere nominală	25	kW
		Randament european minim	98,2	%
		Orientare	SUD	-
		Inclinație	25 – 30	Grade
		Material	Oțel	-
Structură montaj	Tip	Prefabricată	-	

3.1.2. Evaluarea potențialului solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ $1,36 \text{ kW/m}^2$. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh).

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de $1.000 - 1.2110 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ (v. Figura 3.15). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de $1.600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

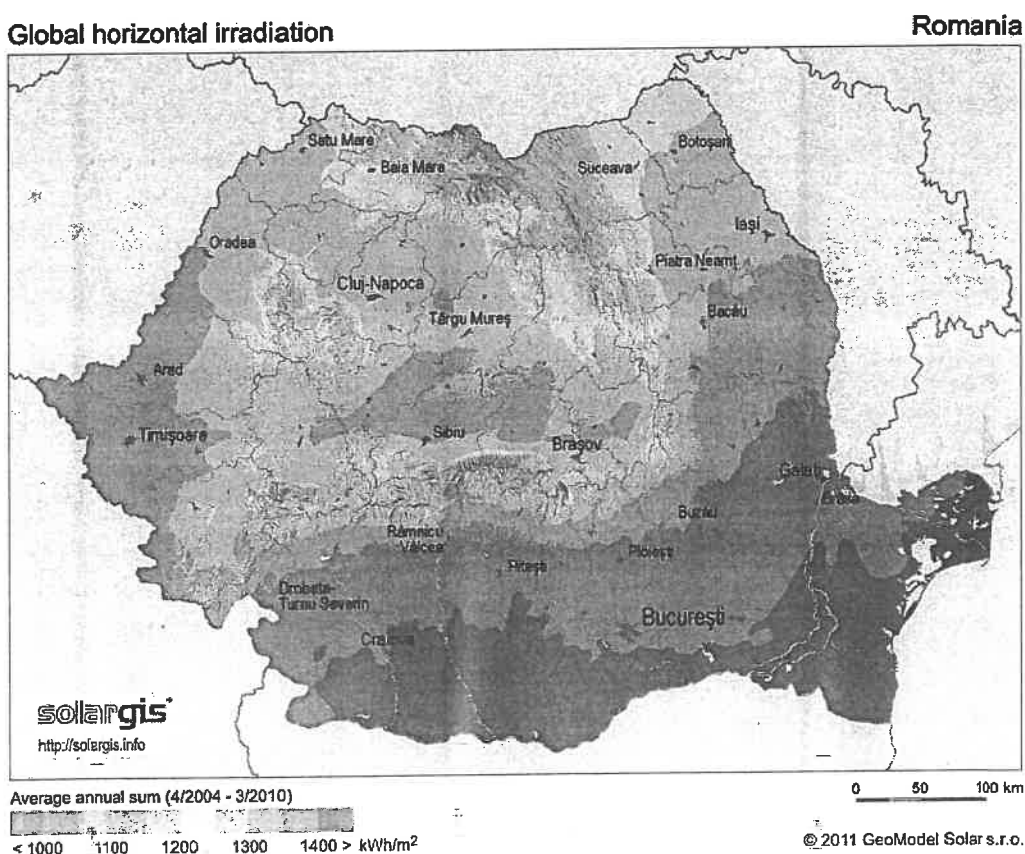


Figura 3.15 – Harta României privind Potențialul Solar

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

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

unde:

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

η_n – randamentul nominal al panourilor PV;

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

n_{zile} – numărul de zile din lună;

C_p – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

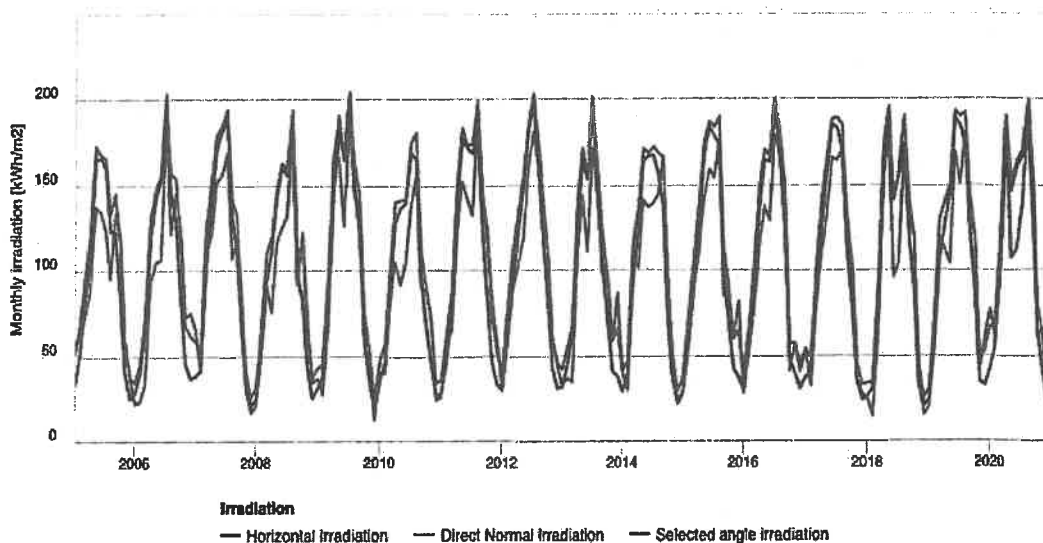
- Pierderi de inverter ($\Delta P_{\text{inverter}}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotoelectrice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ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

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotoelectrice propuse este obținută la o iradianță medie de 1

kWh/m², la o temperatură medie ambientală de 20 °C. Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medie ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotoelectrice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentele ce fac obiectul Studiului, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH [CITATION 21083 \l 1048].

Așa cum se poate observa în **Figura 3.2**, nivelul mediu al irradiației solare directe, la un unghi mediu de **20 grade**, în anul 2020, în amplasamentul vizat are valori cuprinse între 32,54 kWh/m² în luna **decembrie** și 199,25 kWh/m² în luna **august**.



Global horizontal Irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	33.1	27.6	38.02	24.87	30.51	34.43	27.97	29.6	31.04	28.54	29.39	29.54	37.01	25.8	24.39	41.74
February	51.07	38.59	41.28	50.09	38.25	46.39	46.47	57.99	44.09	39.23	53.51	50.69	40.09	30.77	53.92	53.37
March	83.41	64.93	102.35	91.86	84	86.67	77.07	94.18	61.94	95.33	88.36	88.11	86.35	80.37	104.8	94.39
April	107.53	119.64	137.76	111.61	148.52	127.68	137.71	122.17	127.51	123.6	127.38	133.11	126.05	155.62	126.8	166.85
May	164.4	142.47	171.19	142.33	181.77	135.94	176.68	149.49	163.13	163.97	168.06	164.15	158.21	186.48	144.61	145.84
June	165.97	152.94	181.74	160.33	164.89	139.3	171.42	182.58	152.98	166.61	183.53	163.17	185.14	140.82	188.64	160.62
July	160.16	196.2	188.31	155.74	197.66	168.71	168.34	195.56	194.69	167.2	178.45	193.98	183.01	155.23	184.43	166.32
August	123.13	145.17	132.24	176.74	148.56	164.65	180.36	162.19	151.02	155.83	172.92	166.28	169.37	173.47	173.73	181.09
September	122.19	128.99	111.96	96.75	122.12	95.32	123.69	120.07	104.74	137.57	98.51	125.67	112.15	119.01	122.99	129.14
October	84.82	86.38	67.07	82.8	59.76	67.36	82.68	82.49	73.39	72.35	69.38	47.54	79.36	89.27	85.51	64.31
November	39.32	45.15	31.83	42.97	37.02	45.27	45.98	42.59	40.37	36.37	41.84	39.27	34.42	32.27	34.6	42.03
December	24.72	36.27	20.16	24.97	18.53	25.31	32.69	30.62	37.58	21.81	37.06	30.23	23.57	20.15	32.26	23.49

Global Irradiation at angle

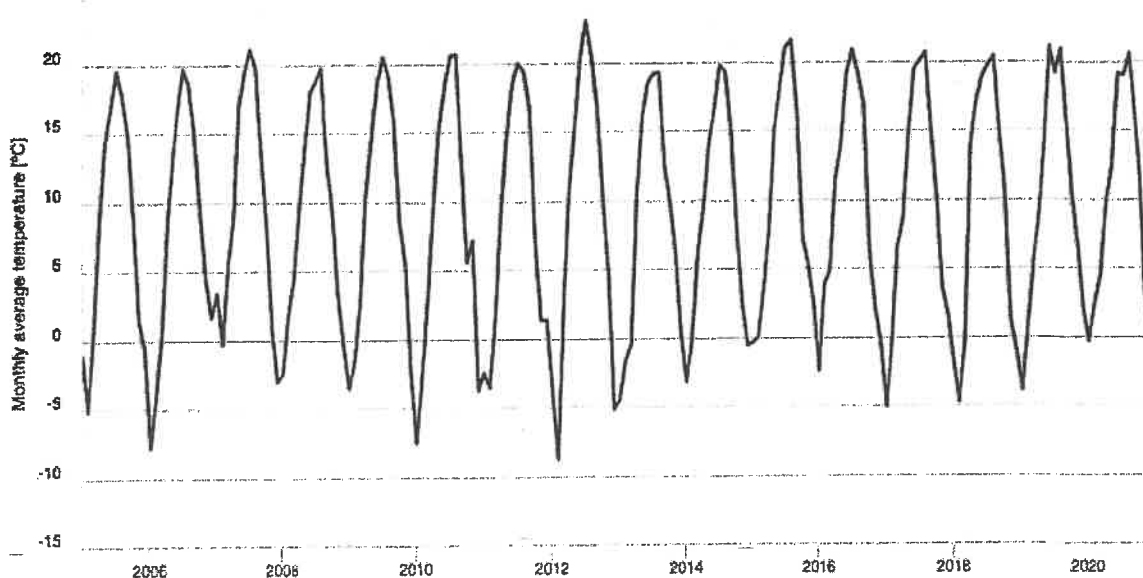
Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	51.57	34.07	58.28	31.07	42.34	46.97	35.53	38.95	41.46	41	37.7	38.11	53.75	33.29	30.47	65.84
February	68.14	44.14	52	65.32	44.86	56.71	62.13	75.96	53.97	46.29	72.15	66.27	47.96	34.02	71.6	69.06
March	96.33	70.57	124.2	109.46	96.47	101.78	88.36	110.95	67.94	116.01	105.97	103.31	102.41	92.87	129.41	112.4
April	119.44	130.08	151.71	120	167.84	139.65	151.44	133.54	139.43	135.27	139.8	146.93	140.03	174.64	139.97	189.77
May	172.47	147.88	179.11	146.95	190.41	140.55	183.23	154.89	170.79	171.06	175.6	170.43	164.68	195.59	149.56	151.05
June	167.63	155.52	184.22	162.52	167.09	141.3	173.28	185.46	155.7	168.29	186.69	166.43	188.21	141.98	192.97	163.62
July	165.33	203.27	194.09	159.77	204.43	174.37	173.69	203.2	200.73	172.02	183.61	199.82	188.91	157.56	189.83	170.31
August	132.67	156.51	142.7	193.77	161.99	180.35	199.01	177.51	162.22	168.42	189.36	181.83	185.04	190.08	191.96	199.25
September	145.02	153.88	132.17	110.89	145.13	110.87	148.32	142.84	120.45	165.61	112.55	149.43	132.26	141.42	145.09	155.37
October	113.9	116.65	86.34	113.45	75.15	89.31	113.2	109.45	97.57	96.46	90.14	56.9	103.99	119.13	116.8	79.6
November	57.05	67.56	40.6	65.05	54.12	67.35	71.37	61.19	58.08	50.58	59.68	56.83	44.98	42.91	46.7	62.47
December	37.13	61.24	25.26	36.15	22.38	33.57	52.11	45.64	65.83	28.72	63.95	44.03	32.53	25	52.37	32.54

Figura 3.16 – Iradianța medie lunară

Potențialul solar disponibil în amplasamentul propus (a se vedea **Anexa 2**) este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul unor centrale fotoelectrice iar eficiența tehnică și financiară a acestora va fi direct dependentă de randamentul real al sistemului fotovoltaic.

Întrucât eficiența tehnică și energetică a sistemelor PV dar și dimensionarea unor parametri esențiali, precum volumul string-urilor PV legate în invertoarele solare sunt puternic influențate de temperatura mediului ambiant, a fost realizată și analiză a variabilității temperaturii în amplasamentele propuse, utilizând platforma digitală OpenWeatherMap (<https://home.openweathermap.org/>).

După cum se poate observa în Figura 3.17, în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020 temperatura medie exterioară s-a încadrat într-o plajă de variație normală.





Monthly average temperature

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	-1.2	-7.9	3.3	-2.5	-3.6	-7.6	-2.5	-4	-4.5	-3.2	-0.4	-2.5	-5.1	-1.9	-3.9	-0.4
February	-5.2	-4	-0.4	1.8	-1.8	-2.9	-3.6	-8.8	-1.7	-0.1	0	3.8	-0.5	-4.8	1.1	2.3
March	0.5	0.4	5.4	4.3	2.4	2.5	1.3	2.3	-0.4	6.2	3.6	4.8	6.5	-0.3	5.7	4.3
April	8.4	8.7	8.6	9.3	10.2	9.2	8.9	10.6	10.5	9.4	8.1	11.5	8.5	13.9	8.9	9.5
May	14.2	13.2	16.9	13.7	14.4	15.1	14.5	15.2	16	14.2	15.1	13.8	14.5	17	14.1	12.2
June	16.7	16.8	19.3	17.9	18.5	18.2	18.4	20.3	18.5	16.5	18.1	19	19.4	18.8	21	19
July	19.5	19.6	21	18.7	20.4	20.5	19.9	23	19.1	19.7	21	20.8	20	19.7	19.1	18.9
August	17.6	18.5	19.7	19.6	19.1	20.6	19.3	20.4	19.2	19.2	21.5	19.1	20.6	20.3	20.8	20.5
September	14.8	15	13.6	12.9	16	13	16.6	16.6	12.8	15.1	16.5	16.9	15.1	15.1	15.5	16.4
October	8.5	9.3	8.3	9.5	8.5	5.5	6.9	9.9	9.8	8	7.2	6	10	10.8	10.2	11.6
November	1.3	4.4	0.8	3.3	5.4	7.1	1.3	4.6	6.2	2.4	5.2	2	3.6	1.2	6.5	3.2
December	-0.7	1.6	-3.1	-0.4	-2.5	-3.8	1.3	-5.2	0.3	-0.6	2.3	-0.6	1.6	-1	2	0.5

Figura 3.17 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, variantele de echipare ale Centralei Fotovoltaice propuse.

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

3.1.2.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW

Sistemele fotoelectrice vor fi alcătuite dintr-un număr de **700 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.300 x 1.100-1.150 x 34-36 mm și o greutate medie de 25-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,8%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu:

- putere instalată de **100 kW (3 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**.
- putere instalată de **50 kW (1 bucată)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**.
- putere instalată de **25 kW (1 bucată)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**.

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică a fost obținută o ofertă bugetară bazată pe următoarele considerente:

Module PV: 700 module de 540 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 3**) – a se vedea **Figura 3.18**;

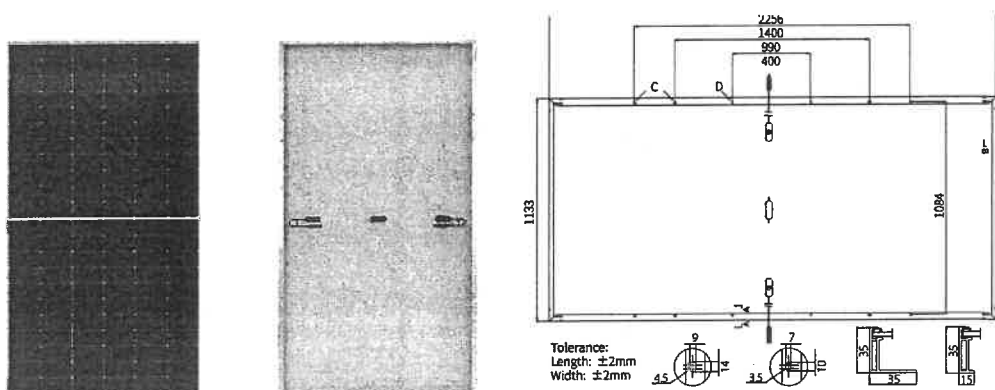


Figura 3.18 – Modul PV 540 Wp

- **Invertoare solare: 3 invertore de 100 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 4.1**) – a se vedea **Figura 3.19**;



- **Invertoare solare: 1 inverter de 50 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 4.2**) – a se vedea **Figura 3.20**;
- **Invertoare solare: 1 inverter de 25 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 4.3**).

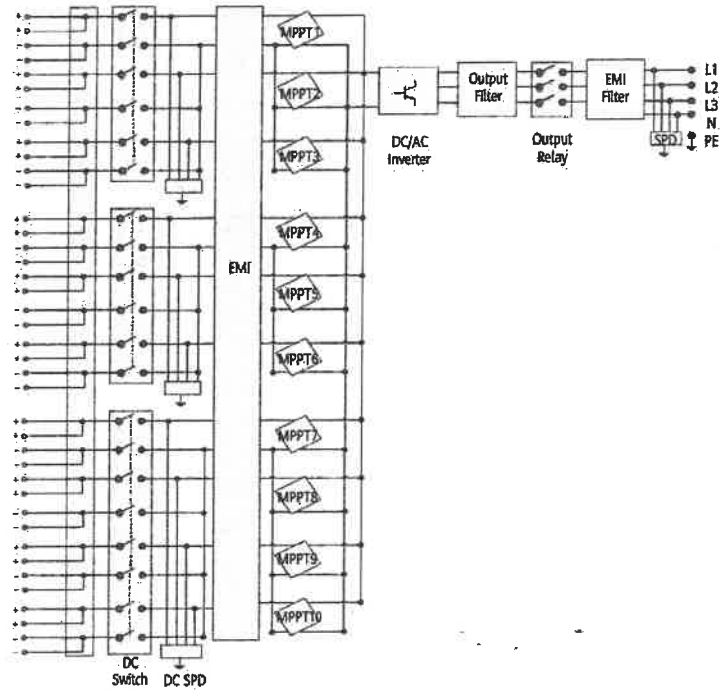


Figura 3.19 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 100 kW

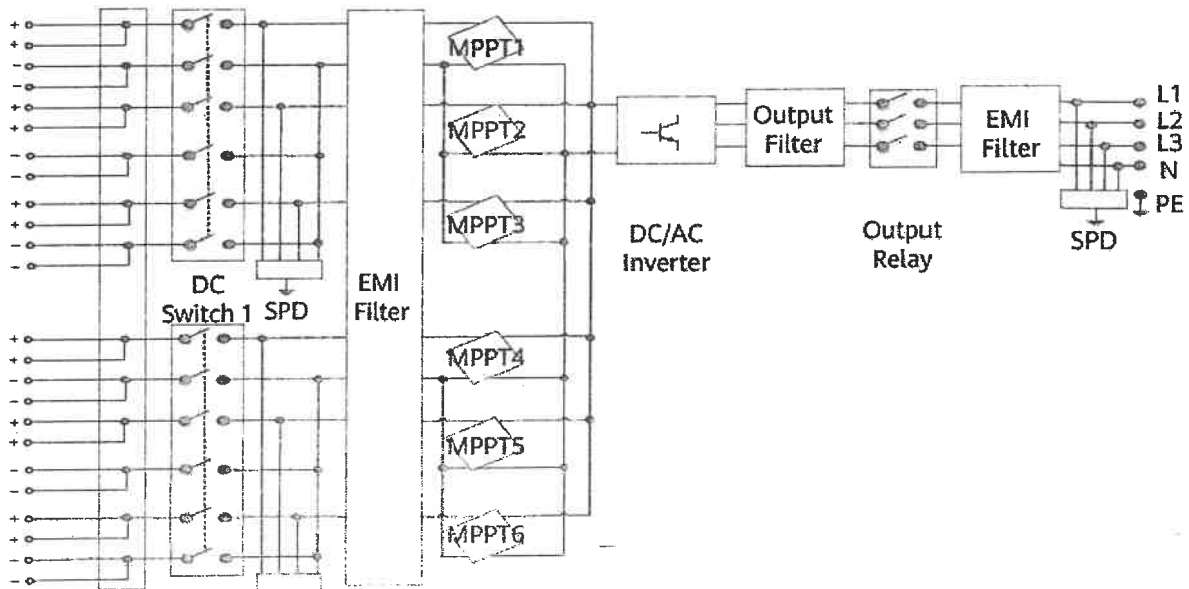


Figura 3.20 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 50 kW

kW

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ 0,089 MWh/an.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui în anul 11 și în anul 22, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză).**

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertoarele vor avea display cu indicatoare LED, și vor permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului string-urilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, ce respectă cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

Structura proiectată pentru instalarea la sol (teren) este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.



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

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0,7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

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

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „landscape”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 20-25 de grade (a se vedea **Figura 3.21**), fabricată din Oțel, cu fixare în fundații de beton.

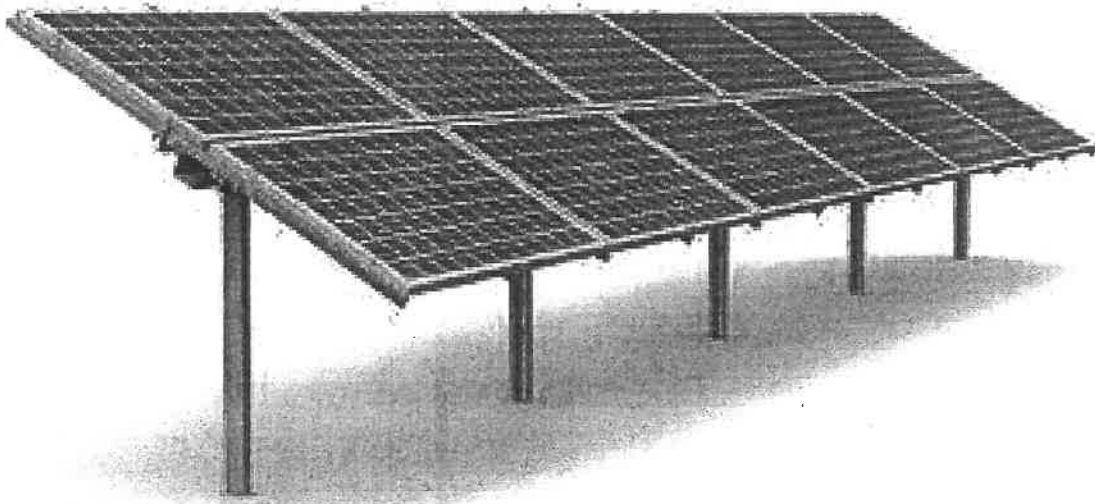


Figura 3.21 – Sistem montaj module PV – orientare SUD

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de

pământ generală a centralei fotovoltaice prin legatura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 3 x 240 mm², de aluminiu, armate.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **postul de transformare CEF 400 kVA, 0,4/20 kV** și rețeaua electrică de distribuție, cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm². Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeiții în punctele de ancorare.

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

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

Pentru sistemul instalat pe teren, legătura dintre invertoare și sistemul intern de distribuție a energiei electrice se va realiza prin intermediul unui post de transformare, de tip 1 x 400 kVA, 0,4/20 kV (a se vedea Anexa 5) sau a altui echipament dacă studiul de soluție va prevedea alte tipuri de echipamente ca și legătura dintre invertoare și sistemul intern de distribuție a energiei electrice. Echipamentele postului vor fi amplasate într-o anvelopă prefabricată din metal sau beton montată în exterior, pe amplasamentul centralei fotovoltaice conform planului de situație anexat. Producătorul va pune la dispoziție la predare toate documentațiile tehnice, împreună cu garanția și manualul de întreținere și operare, care vor face parte integrantă din cartea tehnică a lucrării.

Postul de transformare va juca și rol de Punct de Conexiune, fiind echipat, pe partea de medie tensiune, cu o celulă de transformator, o celulă de linie, o celulă de măsură și o celulă de transformator de servicii interne. În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), studiul de soluție va fi modificat în consecință.

Toată producția centralei va fi centralizată în postul de transformare și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală.

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

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețeaua electrică a Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Centrala Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Centrala va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor (a se vedea **Anexa 6**).

Pentru fiecare sub-ampasament în parte se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice
- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă.
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare.
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V”, ceea ce poate reprezenta o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incinte se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacitaților energetice (PT și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacitaților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energiei Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni - nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu OI beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}''$, de 3 m lungime și platbandă din OIZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejată împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Pentru dezvoltarea proiectului, ținând cont de prevederile legislației primare și secundare în vigoare, NU vor fi necesare studii de soluție.

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **378,00 kWp / 375,00 kW AC**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, la o înclinație față de orizontală de **20-25°**. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmând a se detalia în Proiectul Tehnic.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta **700 module PV de putere 540 Wp**, în grupuri de câte aproximativ 22 panouri fotovoltaice, care vor forma un modul fotovoltaic.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **8,22 MWh/an**.

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de cel puțin 70 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 4 m.

Ținând cont de amplasarea **obiectivului de investiții pe teren**, este necesară împrejmuirea acestuia cu un gard de protecție antiefracție. În acest context, se recomandă utilizarea unui gard din sârmă având înălțimea de 2,5 metri, amplasat pe conturul terenului pe care se va dezvolta proiectul.



Pe stâlpii utilizați pentru fixarea îngrădirii se va instala un sistem de iluminat perimetral și un sistem de supraveghere de tip CCTV,

Iluminatul în zonă se va realiza pe stâlpi de OIZn cu înălțime H=8m montați pe fundație bloc de beton de dimensiuni 0,8x0,8x1,4m. Stâlpii vor fi prevăzuți la baza cu cutii de legătura cabluri prin intrare-ieșire.

Stâlpii vor fi prevăzuți cu 1 corp de iluminat echipat cu sursă economică, tip LED, montate pe prelungiri. Alimentarea rețelei de iluminat perimetral se va realiza cu cabluri de joasă tensiune ACYAbY 4x25 mm².

Stâlpii de iluminat se vor monta în fundații turnate și vor fi prevăzuți cu cutii la bază, echipate cu cleme serie –paralel. Legătura corpurilor de iluminat la clemele serie se va realiza cu cablu CYY 3x2,5 mm².

Cutiile de aprindere (CA) aferente, vor fi alimentate din TG aferent Transformatorului de Servicii Interne (TSI). Toți stâlpii de iluminat perimetral vor fi prevăzuți cu prize de pământ de maxim 4 Ohm, realizate cu trei electrozi verticali din OIZn 40x4mm.

Consumul propriu tehnologic aferent **iluminatului perimetral** va fi de aproximativ **24,09 MWh/an** (achiziționați din SEN).

Supravegherea video a **obiectivelor de investiții** se va realiza printr-un circuit închis de tip CCTV. Prin acest sistem se va realiza controlul video utilizând camere CCTV amplasate pe stâlpii de iluminat. Caracteristicile minimale ale sistemului CCTV sunt:

- Camera video:
- Rezoluție minimă: 720p;
- Focal Lentilă: 6 mm;
- Capabilitate de filmare pe timp de noapte (senzor IR).
- Monitor sistem CCTV:
- Diagonală: minimum 24”;
- Matrice video cu 12 intrări;
- Sistem de prelucrare video și de înregistrare tip DVR sau NVR.

Consumul propriu tehnologic aferent **sistemului CCTV** va fi de aproximativ **12,045 MWh/an** (din care 7,03 MWh/an achiziționați din SEN).

Pentru implementarea obiectivului de investiții, ținând cont de situația actuală a terenului (denivelări, roci și tufişuri), vor fi necesare lucrări de amenajare a terenului (defrișare, degajare teren și nivelare teren). Acestea vor cădea în sarcina Contractorului

General (EPC), în cadrul etapei de pregătire a amplasamentului pentru etapa de instalare / montaj.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de cel puțin 70 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 4 m.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Ofertele tehnico-economice detaliate (bugetare) pot fi consultate în **Anexa 7**.

3.1.3. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **720 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.277-2.281 x 1.132-1.136 x 34-36 mm și o greutate de medie de 25-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **525 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,30%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,8%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu:

- putere instalată de **25 kW (15 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**.

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică au fost obținute două oferte bugetare ce sunt bazate pe următoarele considerente:

Module PV: 720 module PV de 525 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 8**) – v. Figura 3.22;

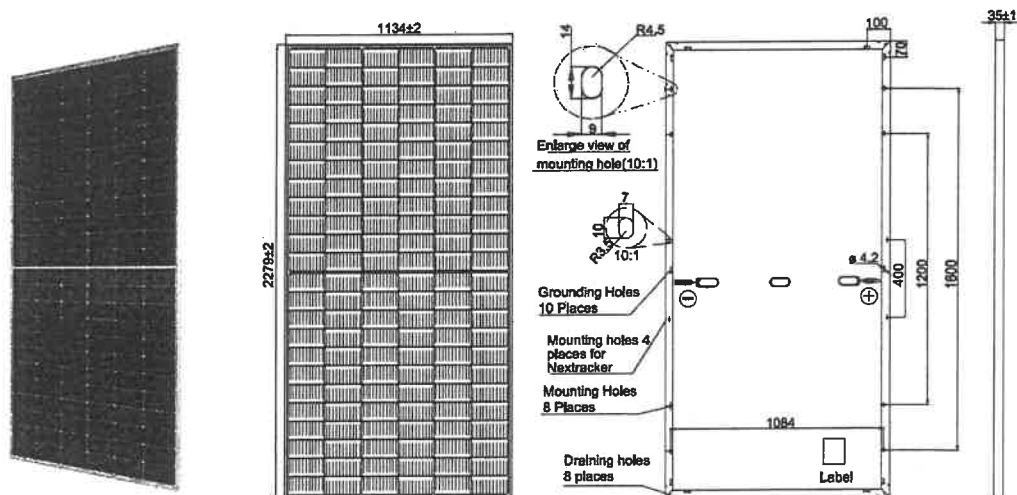


Figura 3.22 – Modul PV 525 Wp

- **Invertoare solare: 15 invertor de 25 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 9**) – a se vedea Figura 3.23;

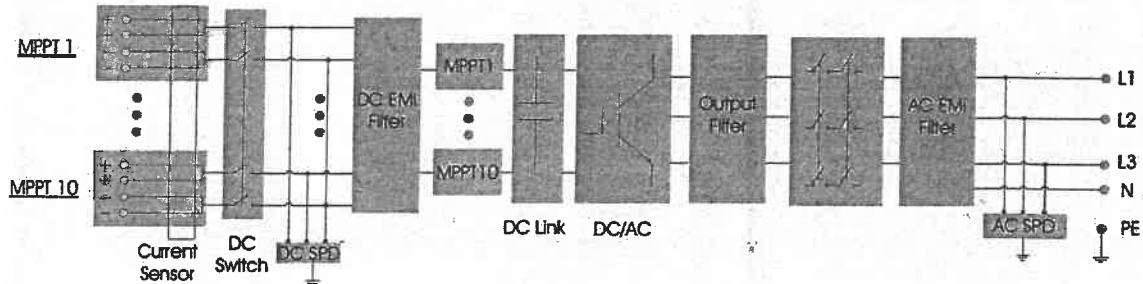


Figura 3.23 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 25 kW – S2

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ 0,164 MWh/an.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, invertoarele se vor înlocui în anul 11 și în anul 22, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză).

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertorul va avea un display cu indicatoare LED, și va permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului string-urilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Structura proiectată pentru instalarea la sol (teren) este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar paneele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

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

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0,7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

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

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „landscape”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 20-25 de grade (a se vedea **Figura 3 .21**), fabricată din Oțel, cu fixare în fundații de beton.

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeiștii în punctele de ancorare.

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

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflante și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 3 x 240 mm², de aluminiu, armate.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **postul de transformare CEF 400 kVA, 0,4/20 kV** și rețeaua electrică de distribuție, cablurile se



vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm². Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare.

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

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

Pentru sistemul instalat pe teren, legătura dintre invertoare și sistemul intern de distribuție a energiei electrice se va realiza prin intermediul **unui post de transformare, de tip 1 x 400 kVA, 0,4/20 kV** (a se vedea **Anexa 5**) sau a altui echipament dacă studiul de soluție va prevedea alte tipuri de echipamente ca și legătura dintre invertoare și sistemul intern de distribuție a energiei electrice. Echipamentele postului vor fi amplasate într-o anvelopă prefabricată din metal sau beton montată în exterior, pe amplasamentul centralei fotovoltaice – conform planului de situație anexat. Producătorul –va pune la dispoziție la predare toate documentațiile tehnice, împreună cu garanția și manualul de întreținere și operare, care vor face parte integrantă din cartea tehnică a lucrării.

Postul de transformare va juca și rol de Punct de Conexiune, fiind echipat, pe partea de medie tensiune, cu o celulă de transformator, o celulă de linie, o celulă de măsură și o celulă de transformator de servicii interne. În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), studiul de soluție va fi modificat în consecință.

Toată producția centralei va fi centralizată în postul de transformare și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală.

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

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețeaua electrică a Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Centrala Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Centrala va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor (a se vedea Anexa 6).

Pentru fiecare sub-ampasament în parte se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au mai-multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe:



- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice
- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă.
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare.
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V”, ceea ce poate reprezenta o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incinte se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacitaților energetice (PT și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacitaților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energiei Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:



- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni - nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}$ ", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanța a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejată împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de cel puțin 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Pentru dezvoltarea proiectului, ținând cont de prevederile legislației primare și secundare în vigoare, NU vor fi necesare studii de soluție.

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de 378,00 kWp / 375,00 kW_{AC}. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, la o înclinație față de orizontală de 20-30°. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmând a se detalia în Proiectul Tehnic.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta **720 module PV de putere 525 Wp**, în grupuri de câte aproximativ 22 panouri fotovoltaice, care vor forma un modul fotovoltaic.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **10,22 MWh/an**.

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 70 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 4 m.

Ținând cont de amplasarea **obiectivului de investiții pe teren**, este necesară împrejmuirea acestuia cu un gard de protecție antiefracție. În acest context, se recomandă utilizarea unui gard din sârmă având înălțimea de 2,5 metri, amplasat pe conturul terenului pe care se va dezvolta proiectul.

Pe stâlpii utilizați pentru fixarea îngrădirii se va instala un sistem de iluminat perimetral și un sistem de supraveghere de tip CCTV,

Iluminatul în zonă se va realiza pe stâlpi de OIZn cu înălțime $H=8m$ montați pe fundație bloc de beton de dimensiuni $0,8 \times 0,8 \times 1,4m$. Stâlpii vor fi prevăzuți la baza cu cutii de legătura cabluri prin intrare-ieșire.

Stâlpii vor fi prevăzuți cu 1 corp de iluminat echipat cu sursă economică, tip LED, montate pe prelungiri. Alimentarea rețelei de iluminat perimetral se va realiza cu cabluri de joasă tensiune ACYAbY $4 \times 25 \text{ mm}^2$.

Stâlpii de iluminat se vor monta în fundații turnate și vor fi prevăzuți cu cutii la bază, echipate cu cleme serie –paralel. Legătura corpurilor de iluminat la clemele serie se va realiza cu cablu CYY 3x2,5 mm².

Cutiile de aprindere (CA) aferente, vor fi alimentate din TG aferent Transformatorului de Servicii Interne (TSI). Toți stâlpii de iluminat perimetral vor fi prevăzuți cu prize de pământ de maxim 4 Ohm, realizate cu trei electrozi verticali din OIZn 40x4mm.

Consumul propriu tehnologic aferent **iluminatului perimetral** va fi de aproximativ **24,09 MWh/an** (achiziționați din SEN).

Supravegherea video a **obiectivelor de investiții** se va realiza printr-un circuit închis de tip CCTV. Prin acest sistem se va realiza controlul video utilizând camere CCTV amplasate pe stâlpii de iluminat. Caracteristicile minime ale sistemului CCTV sunt:

- Camera video:
- Rezoluție minimă: 720p;
- Focal Lentilă: 6 mm;
- Capabilitate de filmare pe timp de noapte (senzor IR).
- Monitor sistem CCTV:
- Diagonală: minimum 24”;
- Matrice video cu 12 intrări;
- Sistem de prelucrare video și de înregistrare tip DVR sau NVR.

Consumul propriu tehnologic aferent **sistemului CCTV** va fi de aproximativ **12,045 MWh/an** (din care 7,03 MWh/an achiziționați din SEN).

Pentru implementarea obiectivului de investiții, ținând cont de situația actuală a terenului (denivelări, roci și tufişuri), vor fi necesare lucrări de amenajare a terenului (defrişare, degajare teren și nivelare teren). Acestea vor cădea în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de pregătire a amplasamentului pentru etapa de instalare / montaj.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 70 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 4 m.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Ofertele tehnico-economice detaliate (bugetare) pot fi consultate în **Anexa 10**.

3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI

3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Implementarea proiectului la sol se va realiza pe un teren al Mun. RĂDĂUȚI încadrat în Extravilanul Mun. RĂDĂUȚI, Jud. SUCEAVA, identificat prin numărul cadastral 56590, în suprafață totală de 98.213 m², aflat în proprietatea Mun. RĂDĂUȚI, cf. următoarelor acte (a se vedea Anexa 11):

- Act Administrativ nr. 55/31.03.2016, emis de Mun. RĂDĂUȚI;
- Act Administrativ nr. 17597/15.11.2019, emis de Mun. RĂDĂUȚI.

Terenul propus pentru dezvoltarea obiectivului de investiții (v. Figura 3.24) nu este grevat de sarcini, nu se află situat în zona protejată, nu este trecut pe lista monumentelor istorice și nu sunt interdicții temporare de construire.

Terenul propus se află în categoria de folosință **Pășune**.

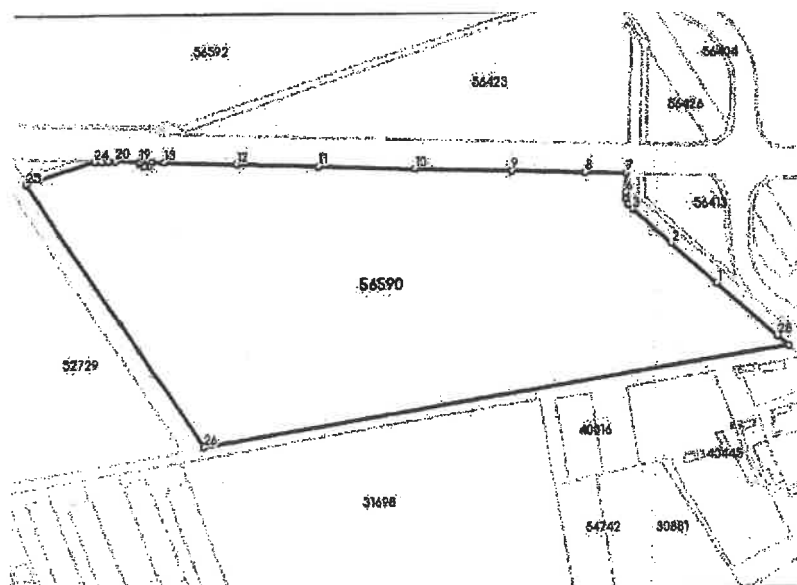


Figura 3.24 – Amplasamentul propus

3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Vecinătățile amplasamentului propus sunt:

- în partea de Sud: teren liber de sarcina;
- în partea de Vest: teren liber de sarcina;
- în partea de Est: teren liber de sarcina;

- în partea de Nord: teren liber de sarcina.

Pe o rază de 500 m în jurul terenului vizat nu există locuințe sau alte zone sensibile de arii protejate.

Cea mai apropiată cale de acces o reprezintă drumul de pământ de la limita sud-vestică a terenului.

3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică, centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate prin instalarea modulelor PV pe direcția SUD, la o înclinare de **20-25 de grade**.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și Posturile de Transformare ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planurile de Amplasament Propuse**, anexate prezentei lucrări – **Anexa 12**.

3.2.4. Surse de poluare existente în zonă

Amplasamentele analizate, se încadrează, conform Anexei 10 din [CITATION NTE03 \1 1048], în zona de poluare I – slab poluată.

3.2.5. Date climatice și particularități de relief

Județul Suceava este situat în partea de nord-est a României, între Pietrosul Călimanului (2.022 de metri altitudine) și albia Siretului (233 de metri altitudine), într-un cadru natural dominat de elemente bioclimatice central și nord-est europene, ce creează o armonie peisagistică inedită, pe coordonatele geografice 24°57'-26°40' longitudine estică și 47°4'55" – 47°57'31" longitudine nordică, cu o așezare în formă de amfiteatru.

Județul se învecinează la nord cu Ucraina, la est cu județul Botoșani, la sud-est cu județul Iași, la sud cu județele Neamț și Harghita, la sud-vest cu județul Mures, iar la vest cu județele Bistrița Năsăud și Maramureș.

Județul SUCEAVA ocupă o suprafață de 8.553,5 de kilometri pătrați, reprezentând 3,6% din suprafața țării, fiind al doilea județ ca întindere din țară, după județul Timiș.

Spațiul geografic al județului Suceava se înscrie aproape în egală măsură sectorului cu climă continentală (partea de est) și cu climă continental – moderată (partea de vest).

Valorile medii ale temperaturii aerului cresc dinspre S-V către N-E.

Temperaturile medii anuale sunt:

- climatul montan / sub 0°C pe munții înalți și 6 °C pe versantul estic al Obcinei Mari;
- climatul extramontan / -7-8 °C.

Miscarea eoliană:

- în zona de munte direcția dominantă a vânturilor este dată de orientarea formelor de relief;
- în podisul Sucevei vânturile predominante acționează dinspre nord-vest și se canalizează pe culoarele văilor Siret și Suceava.

Regimul pluviometric are o repartiție neuniformă în cursul anului, ceea ce demonstrează caracterul continental al climatului din zonă, cantitatea de precipitații diminuându-se treptat de la vest la est, respectiv:

- 1.200 mm în Călimani (cantitate anuală)
- 550-600 mm în Valea Siretului.

Cele mai mici cantități de precipitații se înregistrează în luna februarie, iar cele mai bogate în intervalul mai-iulie, când se realizează circa 45% din cantitatea anuală de precipitații.

Dimensiunile mari ale județului explică varietatea geologică a peisajului, precum și a resurselor naturale. Formele de relief ocupă următoarele suprafețe: zona de munte 5.593 km², iar zona de podis și dealuri sub-carpatică 2.960 de kilometri pătrați.

Raportat la marile unități geografice ale țării, teritoriul județului se suprapune parțial Carpaților Orientali și Podisului Sucevei. De la vest către est, relieful înregistrează o scădere treptată în altitudine, tipurile de forme orientându-se în fâșii cu direcție nord-sud și în general paralele între ele. Acest fenomen apare pregnant cu deosebire în regiunea montană.

În ansamblu, teritoriul județului cuprinde două importante unități de relief:

- regiunea montană – 65,4% munți cu înălțimi între 800 și 2.100 de metri;
- regiunea de podis – 34,6% podis și dealuri subcarpatice.

Înălțimile scad treptat de la vest la est, imprimând astfel etajarea și diversificarea celorlalte componente ale mediului natural.

Zonele montane, care ocupă 2/3 din teritoriul județului, se caracterizează prin întinse păduri și pajiști naturale, bogate resurse balneo-turistice.



În cadrul zonei montane s-au dezvoltat o serie de depresiuni dintre care cea mai importantă este Depresiunea Dornei. Aceasta este de origine tectonică și de baraj vulcanic, se desfășoară la 800-900 de metri și are două compartimente: Dorna și Neagra Șarului, în care există lunci, terase, dealuri piemontane și turbării.

Zonele de podiș și dealuri subcarpatice sunt reprezentate prin podișul Sucevei și Subcarpații Neamțului, cu altitudini cuprinse între 300 și 500 de metri. Podișul Sucevei se împarte în Podișul Dragomirnei și Podișul Fălticeni ce încadrează între ele Depresiunea Rădăuți. Suprafețele cele mai joase sunt formate din luncile și terasele joase de-a lungul râurilor, prezentând ca principală caracteristică faptul că, pe mari întinderi, nivelul apei freatice este relativ ridicat, dând naștere zonelor cu exces de umiditate.

Rețeaua hidrografică a județului însumează 3.092 km. Densitatea rețelei hidrografice este de 0,361 km râu/km² teritoriu, valoare superioară celei medii pe țară.

Principalele cursuri de apă ce străbat județul sunt: râul Siret (de la N la S) și afluenții săi, râurile Suceava, Șomuzu Mare, Moldova, Bistrița (curgând de la NV spre SE).

Suprafața totală aluțiilor de apă din județ este de 5.542,63 ha (reprezentând 0,65% din suprafața totală a județului), din care 5.056,622 ha ape curgătoare și 486.008 ha lacuri.

În totalitate râurile de pe teritoriul județului Suceava sunt tributare râului Siret, datorită configurației generale a reliefului. Cantitățile cele mai mari de apă sunt transportate de râurile ale căror bazine de alimentare sunt situate în regiunea montană. Cel mai întins bazin hidrografic este cel al râului Moldova, care drenează prin intermediul afluenților săi peste 33% din suprafața județului Suceava, după care urmează Bistrița (circa 30% din suprafață) și râul Suceava.

Apele stătătoare constau din lacuri naturale de dimensiuni mici și lacuri antropice amenajate în scopuri complexe: rezerve de apă industrială și potabilă, apărare împotriva inundațiilor, piscicultură... Cele mai numeroase acumulări antropice sunt cele șase lacuri din lungul râului Șomuzu Mare.

Râul Siret intră în țară și în județ cu o suprafață de bazin de 1.636 km² și o lungime de 110 km. Râul Suceava își are izvoarele la o altitudine de 1.250 m, în regiunea Obcinelor Bucovinene, totalizând, la vărsarea în râul Siret, o suprafață de bazin de 2.625 km² și o lungime de 262 km².

Afluenții săi principali de pe teritoriul județului sunt: Brodina (S= 156 km², L = 28 km), Putna (S = 132 km², L = 19 km), Pozen (S = 158 km², L = 25 km), Suțevița (S = 205 km², L = 35 km), Solca (S = 166 km², L = 27 km) și Soloneț (S = 217 km², L= 31 km).



Râul Moldova izvorăște din Obcina Lucina și străbate județul pe o lungime de 140 km din totalul de 216 km. La ieșirea din județ, râul are o suprafață de bazin de 2.575 km². Afluenții săi principali de pe teritoriul județului sunt pe dreapta: Putna (S = 90 km², L = 20 km), Suha (S = 359 km², L = 33 km), Suha Mare (S = 128 km², L = 29 km), Suha Mică (S = 135 km², L = 24 km) și pe stânga: Moldovița (S = 564 km², L = 47 km), Humor (S = 106 km², L = 26 km), Somuz (S = 95 km², L = 20 km).

Râul Bistrița, afluentul cu debitul cel mai mare al Siretului totalizează, la ieșirea din județ, o lungime de 122 km și o suprafață de bazin de 2.532 km². Afluenții săi principali sunt pe partea dreaptă și anume: Dorna (S = 595 km², L = 46 km), Neagra Șarului (S = 302 km², L = 53 km) și Neagra (S = 355 km², L = 40 km). Pe partea stângă, se găsesc afluenți mai mici, cei mai importanți fiind Țibău (S = 135 km², L = 24 km) și Cârlibaba (S = 111 km², L = 24 km).

Șomuzul Mare (S = 489 km², L = 51 km) și Șomuzul Mic (S = 128 km², L = 30 km) își au obârșie în Podișul Sucevei, la sud de orașul Suceava și se varsă în Siret pe teritoriul județului Suceava.

Municipiul Rădăuți este situat în județul Suceava, în partea nord-estică a acestuia, la intersecția coordonatelor geografice 47° 51' latitudine nordică și 25° 55' longitudine estică. Rădăuți se învecinează cu următoarele localități: comuna Frătăuții Vechi (la nord și nord-est), comuna Satu Mare (la est), orașul Milișăuți și comuna Volovăț (la sud), comunele Marginea, Horodnic de Sus și Horodnic de Jos (la vest).

Rădăuți se află la distanța de 37 km de municipiul Suceava, reședința de județ. Distanțele până la alte orașe apropiate sunt următoarele: 8 km până la Milișăuți, 19 km până la Siret, 21 km până la Cajvana, 22 km până la Solca, 23 km până la Vicovu de Sus, 50 km până la Dorohoi, 51 km până la Gura Humorului. Față de municipiul București, Rădăuți se află la o distanță de 475 km.

Accesul rutier către oraș este facil, realizându-se atât pe drumul național 2H, care se desprinde din drumul european E85 la 15 km sud-est de Rădăuți, cât și pe drumul național 17A, care se desprinde din același drum european la 14 km nord-est de Rădăuți.

Accesul feroviar către oraș se realizează pe linia ferată secundară Dornești – Rădăuți, care se continuă apoi către Putna și Nisipitu. Calea ferată a fost pusă în funcțiune în anul 1889 de către compania Bukowinaer Lokalbahnen (Căile ferate locale ale Bucovinei) și tranzitează centrul orașului, unde se găsește Gara Rădăuți. Traficul feroviar a fost închis în anul 2012 pe ruta Dornești - Putna din cauza lipsei de calatori, dar în data de 14 august 2018 a fost

redeschisa, fiind construită Halta Gara Mica, localizată lângă amănec. De asemenea tronsonul Gura Putnei - Nisipitu a fost închis încă din anul 2008, datorită inundațiilor care au distrus terasamentul căii ferate. Cel mai apropiat aeroport este Aeroportul Suceava, aflat la 45 km distanță, în orașul Salcea.

Municipiul Rădăuți are o suprafață totală de 3.230 de hectare, din care 1.075 de hectare intravilan. Din punct de vedere al întinderii, este al treilea oraș ca mărime din județul Suceava, ocupând 1,4% din suprafața acestuia.

Localitatea este situată în Depresiunea Rădăuți ce face parte din Podișul Sucevei, la limita cu Obcina Mare. Relieful ușor ondulat care apare în nordul municipiului se datorează prezenței grindurilor și a micilor depresiuni dintre ele, care în trecut erau ocupate de heleșteu. Toate aceste forme de relief sunt constituite din pietrișuri, nisipuri și argile – roci friabile, caracteristice depunerilor fluviale.

Clima este temperat-continentală cu influențe baltice. Sectorul predominant de influență climatică este continental, cu frecvența crivățului în perioada iernii. Pe teritoriul municipiului Rădăuți se fac resimțite influențele climatice scandinavo-baltice, cu circulația maselor de aer polare în anotimpul rece.

Temperatura medie anuală oscilează între 6 °C și 8 °C, cu temperatura maximă de 32 °C în luna iulie și temperatura minimă de -25 °C în luna ianuarie. Temperatura minimă absolută a fost de -34,2 °C și a fost înregistrată în anul 1996.

Cantitățile de precipitații sunt de 650–750 mm. Recordul de 1.237 mm a fost înregistrat în anul 1955.

Zona climatică: IV, cf. hărții de zonare climatică a României, fig.A 1 din SR 1 907-1, $T_e = -21^\circ\text{C}$;

În conformitate cu prevederile STAS 6054-77, **adâncimea de îngheț** în zona studiată este de 0,80 m.

Zona de zăpadă, conform cod CRJ-1-3-2012, are valoarea caracteristică a încărcării din zăpada pe sol de 2 kN/mp.

Zona de vânt conform cod CR 1-1-4-2012 are valoarea pentru viteza maximă mediată pe 1 minut de 35 m/s ($T=50$ ani) cu presiunea mediată pe 10 minute de 0,6 kPa.

Zona eoliana: IV - conform hărții de încadrare a localităților în zonele eoliene, Fig. 4 din SR 1907 /1-97.

Seismicitate: Din punct de vedere seismic orașul Moldova Nouă se încadrează în zona de macroseismicitate I = 82 pe scara MSK, unde indicele 2 corespunde unei perioade medii de revenire de 100 ani, conform S.R.1100/1– 93.

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100 /1- 2013 teritoriul orașului prezintă o valoare de vârf a accelerației terenului $a_g = 0.25$ g pentru cutremure cu intervalul mediu de recurență $IMR = 225$ ani și probabilitatea de depășire de 20 % în 50 ani.

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

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

3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate nu a fost întocmit Studiul Geotehnic.

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice va cădea în sarcina Antreprenorului General.

3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **700 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.300 x 1.130-1.150 x 34-36 mm și o greutate medie de 25-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.5.

Tabelul 3.5 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 540 Wp

Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 [6 x 24]	-
Dimensiuni	2.256 x 1.133 x 35	mm
Greutate	27,2	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	620	Buc.
Putere nominală (P_{max})	540	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41,65	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	12,97	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49,5	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	13,85	A
Eficiență modul	21,1	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 16,2	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **100 kW (3 bucăți)**, **50 kW (1 bucată)** și **25 kW (1 bucată)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.6.

Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW, 50 kW și 25 kW – S1

Putere nominală (AC)	100	50	25	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	55	27,5	kVA
Randament nominal (European)	98,4	98,5	98,2	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	400	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	50	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	160,4	79,4	39,9	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	0,8 ind. – 0,8 cap.	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	3	3	%
Dimensiuni	1.035x 700 x 365	1,075 x 555 x 300	546 x 460 x 228	mm
Greutate	90	74	21	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	- 25 – 60	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	4000	4000	m
Grad de protecție	IP66	IP65	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5,5	5	4	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din AluminIU, la o înclinare de **20-30 de grade**, cu orientarea **SUD** (a se vedea Figura 3 .25) – mai multe detalii se pot regăsi în **Anexa 12**.

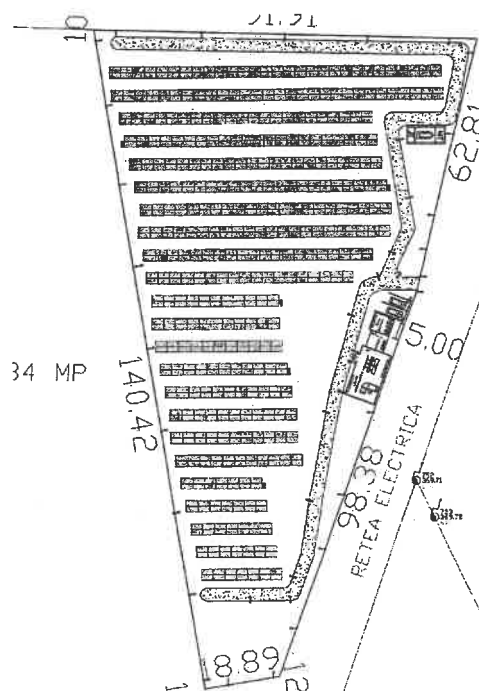


Figura 3.25 – Simulare amplasament – Module PV 540 Wp – Orientare SUD



Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSystem. Rezultatele simulării sunt prezentate, pentru fiecare amplasament în parte, în Figura 3.26 și în Tabelul 3.7.

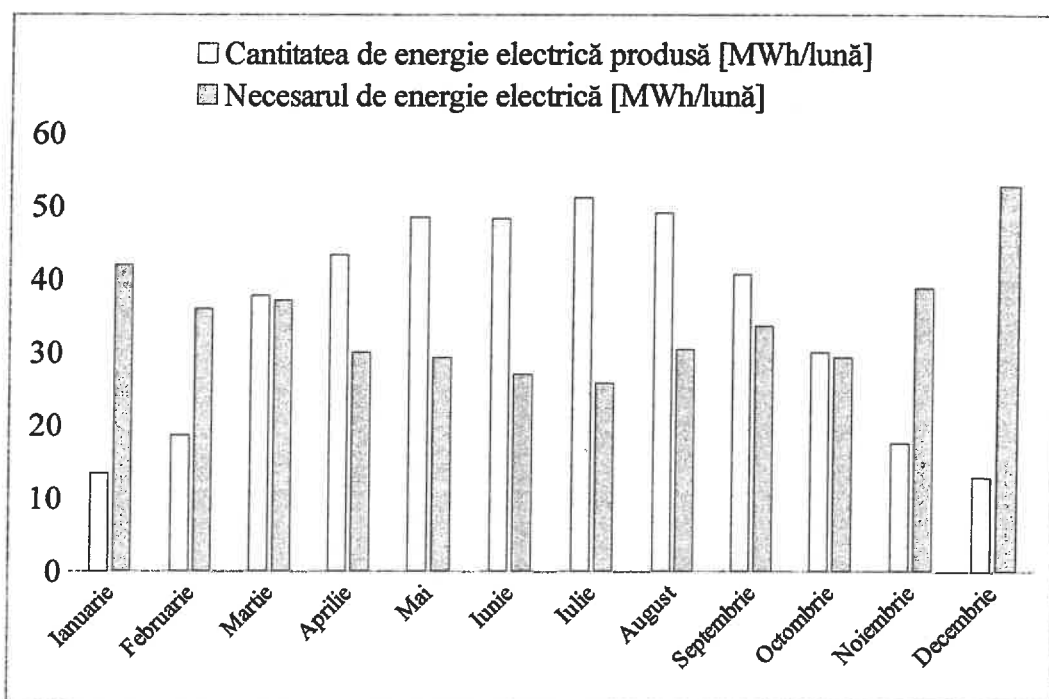


Figura 3.26 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW

Tabelul 3.7 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	41,91	13,43
Februarie	35,93	18,59
Martie	37,10	37,76
Aprilie	29,98	43,32
Mai	29,22	48,44
Iunie	26,93	48,29
Iulie	25,74	51,16
August	30,36	49,06
Septembrie	33,56	40,65
Octombrie	29,27	29,98
Noiembrie	38,76	17,51
Decembrie	52,76	12,85
TOTAL	411,51	411,04



În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în Tabelul 3.8.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția netă de energie primară de 35,35 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 7.768,70 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 4.753,67 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: 411,04 MWh/an (99,89% din necesar) în primul an de funcționare;
- Factor de capacitate: 11,82%, valoare medie pe o durată de 20 de ani.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 378,00 kWp / 375,00 kW AC.



EIDS ADVISORS
Efficacy Design & Service

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.ghorghiu.pfa@gmail.com



TVS CONSULTING

Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie	411,04	408,58	406,12	403,69	401,27	398,86	396,46	394,09	391,72	389,37

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie	387,03	384,71	382,40	380,11	377,83	375,56	373,31	371,07	368,84	366,63

3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW

Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit dintr-un număr de **720 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.277-2.281 x 1.132-1.136 x 34-36 mm și o greutate de medie de 25-30 kg. Puterea minimă a modulelor PV va fi de **525 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,30%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.9.

Tabelul 3.9 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 525 Wp

Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 [6 x 24]	-
Dimensiuni	2.279 x 1.134 x 35	mm
Greutate	28,60	kg
Putere nominală (P_{max})	525	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41,15	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	12,76	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49,15	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	13,65	A
Eficiență modul	20,30	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **25 kW (15 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,1% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.10.

Tabelul 3.10 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 25 kW – S2



Putere nominală (AC)	25	kW
Putere nominală aparentă (AC)	27,7	kVA
Randament nominal (European)	98,6	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	40,20	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	525 x 395 x 222	mm
Greutate	23	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	4	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din Aluminiiu, la o înclinare de 20-30 de grade, cu orientarea SUD.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate în Figura 3.27 și în Tabelul 3.11.

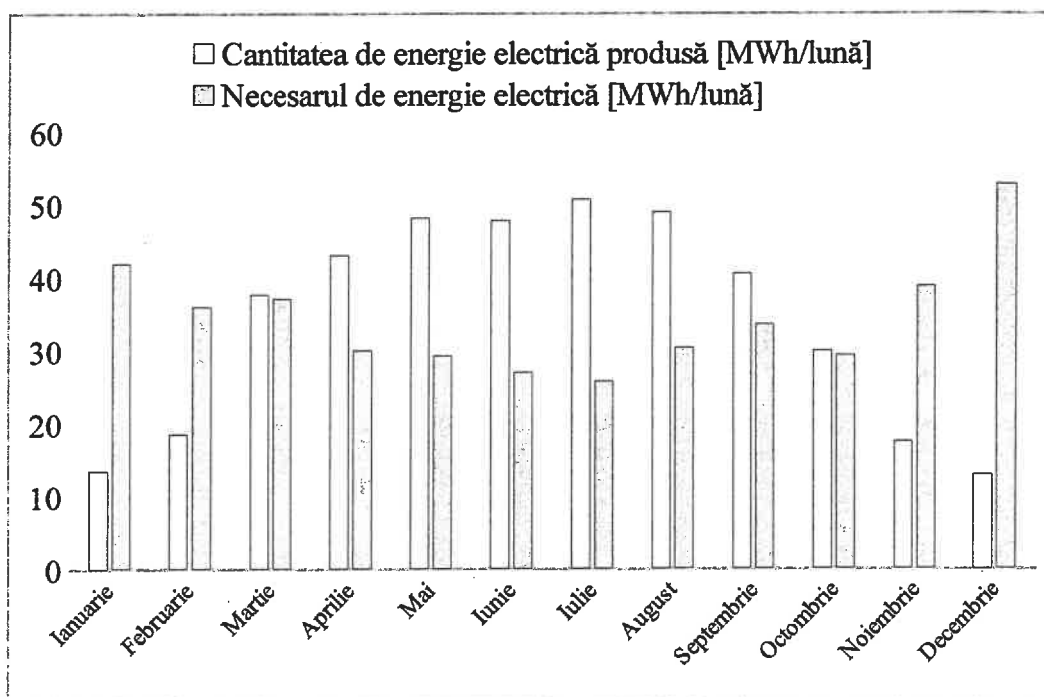


Figura 3.27 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW

Tabelul 3.11 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
------	---	--

Ianuarie	41,91	13,32
Februarie	35,93	18,48
Martie	37,10	37,65
Aprilie	29,98	43,06
Mai	29,22	48,15
Iunie	26,93	47,80
Iulie	25,74	50,70
August	30,36	48,96
Septembrie	33,56	40,53
Octombrie	29,27	29,92
Noiembrie	38,76	17,44
Decembrie	52,76	12,76
TOTAL	411,51	408,78

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani).

Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în Tabelul 3.12.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 2 vor fi:

- Producția netă de energie primară de: **35,15 t.e.p./an din surse regenerabile;**
- Producția netă totală de energie electrică de **7.725,87 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **4.727,46 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 de ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);**
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **408,78 MWh/an (99,34% din necesar) în primul an de funcționare;**
- Factor de capacitate: **11,76%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **378,00 kWp / 375,00 kW AC.**



EDS Advisors
Eficienta. Durableaza. Sustine.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

Tabelul 3.12 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 25 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie	408,78	406,32	403,89	401,46	399,05	396,66	394,28	391,91	389,56	387,22

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie	384,90	382,59	380,30	378,01	375,75	373,49	371,25	369,02	366,81	364,61

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 1, va fi prezentat în Tabelul 3.13 și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în Anexa 7.

Tabelul 3.13 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării



EDS Advisors
Efficiency Diagnosis Systems

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 2, va fi prezentat în Tabelul 3.14 și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în **Anexa 10**.

Tabelul 3.14 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării

3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 100 kW, de 50 kW și de 25 kW

Conform literaturii de specialitate [CITATION Dan21 \1 1048], cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanța	Frecvența	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspectie generala module PV	planificata	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strngerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspectie generala invertoare	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanen	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanen	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **5.670,00 EUR/an** (considerând o

valoare medie de 15 EUR/kWp/an).

3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 25 kW

Conform literaturii de specialitate [CITATION Dan21 \1 1048], cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvență	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspectie generala module PV	planificata	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excremențele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strangerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia și verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificata	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspectie generala invertoare	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne), verificarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței in aplicatie
5	Verificarea împământărilor la structura și posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata

9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-
---	--	-------------	-------------------	-----	---

Rezultă aşadar un OPEX estimat de aproximativ **5.670,00 EUR/an** (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an).

3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ŞI STABILITATE A TERENULUI, ETC

3.6.1. Studiu Topografic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost realizat Studiul Topografic.

3.6.2. Studiu Geotehnic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost obţinut Studiul Geotehnic.

3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului

Nu este necesar.

3.6.4. Studiu de Rezistenţă Structurală

Nu este necesar.

3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Întrucât între cele două scenarii de analiză nu apar diferențe fundamentale, de natură să modifice perioada de implementare a obiectivului de investiții, Graficul Orientativ de realizare a Investiției va fi prezentat în Figura 3.28.



EDS Advisors
E.ON Energy Development Services

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVS CONSULTING

ID	Activitate	Start	Finish	LUNA							
				0	1	2	3	4	5	6	
1	Durata estimativă de implementare (maximă)	0	6								
2	0) Semnarea contractului EPC	0	0								
3	1) Achiziție și livrare Materiale (responsabil: EPC)	1	3								
4	Achiziție Materiale	1	1								
5	Livrare Echipamente Principale (Structură montaj + Invertoare)	2	2								
6	Livrare Echipamente Principale (Panouri PV)	2	3								
7	2) Construcții - EPC	1	4								
8	Predare - Primire Amplasament (responsabil: Beneficiar)	1	1								
9	Organizare de Șantier (responsabil: EPC)	1	1								
10	1. Instalarea Echipamentelor Principale	2	4								
11	1. Instalarea sistemului de montaj	2	4								
12	2. Instalarea panourilor PV	3	4								
13	3. Instalarea invertoarelor	4	4								
14	4. Instalarea tablourilor electrice, a postului de transformare	4	4								
15	2. Cablarea Circuitelor Primare	3	5								
16	1. Instalarea și cablarea circuitelor de Curent Continuu (DC)	3	5								
17	2. Conectarea sistemelor de Curent Continuu	4	5								
18	3. Instalarea și Cablarea circuitelor de Curent Alternativ, Instalarea și Cablarea sistemelor de comunicații etc.	5	5								
19	4. Conectarea sistemelor de Curent Alternativ, Conectarea sistemelor de comunicații etc.	4	5								
20	3. Instalarea sistemului de protecție împotriva electrocutării indirecte (împământare) și a sistemelor de protecție împotriva loviturilor directe de trăsnet (paratrăsnet)	4	5								
21	1. Conectarea sistemelor de montaj, a invertoarelor și a tablourilor electrice la sistemele de împământare	4	5								
22	2. Conectarea paratrăsnetelor la sistemele de împământare	5	5								
23	4) Teste și Punerea în Funcțiune (PIF)	5	6								
24	Testarea și PIF pe parte de Curent Continuu (Panouri PV) și Curent Alternativ (Invertoare, Post de Transformare)	5	6								

Figura 3.28 – Graficul Gant al implementării proiectului



4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E)

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

Proiectul analizează 2 variante de implementare a unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei centrale fotovoltaice instalate pe sol, cu scopul de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie și injectarea acesteia în SEN, în vederea acoperirii necesarului de energie electrică al UAT-ului, astfel:

Scenariul 1: În acest scenariu va fi construită o centrală fotovoltaică, având următoarele caracteristici și indicatori de rezultat:

- O centrală fotovoltaică formată din: 700 module PV de 540 Wp și 3 invertoare trifazat de 100 kW + 1 inverter trifazat de 50 kW + 1 inverter trifazat de 25 kW;
- Producția netă de energie primară de: 35,35 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 7.768,70 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 4.753,67 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: 411,04 MWh/an (99,89% din necesar) în primul an de funcționare;
- Factor de capacitate: 11,82%, valoare medie pe o durată de 20 de ani.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 378,00 kWp / 375,00 kW AC.

Scenariul 2: În acest scenariu va fi construită o centrală fotovoltaică, având următoarele caracteristici și indicatori de rezultat:

- O centrală fotovoltaică formată din: 720 module PV de 525 Wp și 15 invertoare trifazate de 25 kW;
- Producția netă de energie primară de: 35,15 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 7.725,87 MWh într-o perioadă de 20 de ani;



- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 4.727,46 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 de ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: 408,78 MWh/an (99,34% din necesar) în primul an de funcționare;
- Factor de capacitate: 11,76%, medie pe 20 de ani.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 378,00 kWp / 375,00 kW AC.

Diferența față de varianta 1 constă în utilizarea unor module PV cu puteri nominale mai mici și a unor invertoare cu caracteristici tehnice diferite.

Alegerea finală a unei variante de implementare va respecta cerințele legislației specifice în vigoare (Legea nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, Ord. ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare etc.).

Pentru varianta finală de implementare se va elabora cererea de eliberare a Avizului de Amplasament din partea Operatorului de Distribuție și, ulterior, cererea de actualizare/obținere a Avizului Tehnic de Racordare (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem, dacă OD le va solicita).

Durata estimată de realizare a investiției este de 6 luni de la data aprobării cererii de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în capitolul 3. Se estimează că în cursul anului 2023 se vor obține toate aprobările necesare finanțării, termenul fiind influențat de obținerea tuturor avizelor, demararea procedurilor pentru faza PTE și obținerea Autorizației de Construire.

4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA.

Fiind o problema globală, schimbările climatice presupun o abordare responsabilă și întreprinderea de activități concrete la nivel internațional, regional, național și local. Pentru a putea aborda în mod realist acest fenomen este nevoie de cooperarea tuturor părților implicate în vederea identificării căilor de acțiune optime.

Modificările regimului climatic se referă în principal la acele variații și/sau diferențe semnificative din punct de vedere statistic ale mediilor parametrilor climatici, mai ales datorită modificărilor din interiorul sistemului climatic și a interacțiunii dintre componentele sale dar și datorită acțiunii factorilor externi de natură antropică.

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera și biosfera. Acestea se afla într-o interconexiune între ele și între ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de: încălzirea datorată radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic a radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă.

Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climatice pot fi exemplificate prin intermediul unor dezastre naturale de tipul: inundații, alunecări de teren, seceta, uragane, cutremure etc, de o magnitudine mult amplificată.

Ca și răspuns la aceste schimbări, există trei abordări diferite: atenuare, adaptare și acceptare/reparare a daunelor inevitabile.

O evaluare completă a riscurilor va sta la baza pentru determinarea celor mai adecvate măsuri de adaptare/atenuare legate de schimbările climatice.

Când se analizează schimbările climatice, cele mai frecvente și mai relevante fenomene pentru România sunt seceta, inundațiile, vânturile extreme și valurile de căldură.

1. Analiza vulnerabilității

Analiza vulnerabilității este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru proiect în locația planificată. Vulnerabilitatea proiectului este o combinație a sensibilității componentelor proiectului la pericolele climatice și probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viață a investiției.

A. Analiza de sensibilitate

Sensibilitatea proiectului a fost determinată pe baza contextului actual și a prognozei schimbărilor climatice și a efectelor sale primare și/sau secundare.

Sensibilitatea opțiunilor selectate în raport cu schimbările climatice și efectele adverse a fost realizată separat, raportat la principalele componente ale proiectului: Intrări, Bunuri și Procese.

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

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

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

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

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

În contextul schimbărilor climatice, în România, nu este de așteptat ca în viitorul apropiat să apară noi tipuri de fenomene extreme, dar cele existente le pot schimba caracteristicile, precum: frecvența și amplitudinea.

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

În ceea ce privește inundațiile, zona site-ului nu este sensibil la acest factor.

În ceea ce privește alunecările de teren, putem menționa că situl se suprapune pe o zonă exclusiv plană, nu au fost înregistrate alunecări de teren în ultimii 100 de ani, frecvența manifestărilor legate de acest factor fiind neglijabilă.

Potențialul de apariție a fenomenelor de alunecare de teren este moderat.

Mai mult, fenomenul de secetă este specific zonelor de câmpie, și prezintă o probabilitate de amplificare din cauza schimbărilor climatice, dar în funcție de specificul proiectului, al cărui

sistem proiectat nu este un consumator de resurse acvatice, fenomenul de secetă nu va afecta direct. proiectul.

Când vine vorba de precipitații extreme, zona șantierului proiectului este foarte rar afectată de astfel de fenomene. Marea majoritate a precipitațiilor abundente apar sub formă de furtuni de primăvară sau de toamnă care durează doar câteva zile sau furtuni de vară foarte scurte (maximum câteva ore). Probabilitatea ca furtunile să capete avânt din cauza schimbărilor climatice este moderată și nu este probabil să apară până în anul 2050. Cu toate acestea, în cazul unor schimbări climatice majore și în viitorul apropiat, este puțin probabil ca zona sitului să fie afectată datorită sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

Pentru evaluarea sensibilității proiectului la schimbările climatice s-a acordat un punctaj, conform clasificării Sensibilitate Scăzută/Mediu/Ridicată, rezultând astfel matricea de evaluare a sensibilității. Următorul tabel prezintă evaluarea sensibilității proiectului analizat:

Risc Climatic	Intrări	Bunuri	Procese	Cel mai ridicatscor
Consecinte primare ale Schimbarilor climatice				
Modificarea temperaturii medii				
Temperaturi extreme				
Modificarea precipitatiilor medii				
Precipitatii extreme				
Viteza medie a vântului				
Umiditate				
Efecte secundare/fenomene extreme				
Seceta				
Inundatii				
Alunecari de teren				
Cutremure				
Incendii				
	Nesemnificativ	Moderat	Acceptabil	

Așa cum este identificat și în schema de mai sus proiectul supus analizei este sensibil în cazul cutremurelor.

B. Analiza expunerii

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

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

- Temperatura medie prezintă deja fluctuații cu temperaturi mai ridicate pentru perioade mai lungi de timp decât în istoria climatică a zonei geografice.
- Zona cu precipitații medii anuale scăzute
- Mediu contaminat/industrial

Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

Riscuri climatice	Expunere actuala	Expunere viitoare
Consecințe primare ale Schimbarilor climatice		
Modificarea temperaturii medii		
Temperaturi extreme		
Modificarea precipitațiilor medii		
Precipitații extreme		
Viteza medie a vântului		
Umiditate		
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta		
Inundații		
Alunecări de teren		
Cutremure		
Incendii		
	Nesemnificativ	Moderat

Analiza vulnerabilității combină rezultatul analizei sensibilității și analiza expunerii. Rezultatele sunt prezentate în următorul tabel:

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridicată	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare dintre cele 3)	Ridicată			
	Medie	Cutremure Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului Incendii	
	Scăzută		Modificarea temperaturii medii Precipitații extreme	Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren

2. Evaluarea riscului

În funcție de severitate și probabilitatea de apariție, se calculează Riscul la care sunt sau ar putea fi supuse sistemele proprii proiectului analizat. Amploarea fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice identificate anterior este prezentată în următoarele tabele de evaluare:

Analiza probabilității		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitațiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta	1	3
Inundații	1	3
Alunecări de teren	1	2
Cutremure	1	2
Incendii	1	1

Unde 1-Rar / 2-Improbabil / 3-Moderat / 4-Probabil / 5-Aproape sigur

Tabelul următor oferă o prezentare generală a analizei de impact, parte a fazei 2:

Analiza Impactului		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	1	1
Temperaturi extreme	1	2
Modificarea precipitațiilor medii	1	1
Precipitații extreme	2	3
Viteza medie a vântului	2	3
Umiditate	1	1
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta	1	1
Inundații	1	1
Alunecări de teren	1	1
Cutremure	3	3
Incendii	3	3

Unde 1-Nesemnificativ / 2-Minor / 3-Moderat / 4-Major / 5-Catastrofal

După evaluarea probabilității și a impactului fiecărui pericol, nivelul de semnificație al fiecărui risc potențial poate fi estimat prin combinarea celor doi factori. Riscurile sunt reprezentate grafic pe o matrice de risc prezentată mai jos:

Matricea de risc – Situația actuală					
Expunere la risc	Redus	Mediu	Ridicat		
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar	Modificarea precipitațiilor medii Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren	Precipitații extreme	Incendii Cutremure		
2- Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului			
3- Moderat					
4- Probabil			Viteza medie a vântului		
5- Aproape sigur					

Matricea de risc – Situația viitoare					
Expunere la risc	Redus	Mediu	Ridicat		
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar			Incendii		
2- Improbabil	Modificarea precipitațiilor medii Alunecări de teren	Umiditate	Cutremure		
3- Moderat	Modificarea temperaturii medii Seceta Inundații		Precipitații extreme		
4- Probabil		Temperaturi extreme			
5- Aproape sigur					

3. Identificarea și evaluarea măsurilor de atenuare

Adaptarea este capacitatea sistemelor de a reacționa la efectele schimbărilor climatice, inclusiv la cele legate de variabilitatea climei și evenimentele meteorologice, pe termen scurt și lung, cu scopul de a reduce daunele probabilistice.

Prin urmare, există diferite tipuri de adaptare: anticipată și reactivă, privată și publică, autonomă și programată. Acest proces complex de adaptare se datorează faptului că amploarea efectelor și daunelor variază de la regiune la regiune, de la componentă la componentă, în funcție de expunere, vulnerabilitate fizică, grad de dezvoltare, capacitatea de adaptare la mecanismele de monitorizare a situațiilor extreme, fenomene și inventarierea dezastrelor naturale.

Principiile adaptării trebuie să țină cont de rezistența tot mai mare a sistemelor analizate în fața efectelor evenimentelor extreme datorate schimbărilor climatice. Așadar, pentru riscurile identificate în capitolele precedente, doar 7 dintre acestea au fost identificate ca având un impact vizibil, previzibil cu efecte moderate spre severe și anume: Incendii, Inundații, Temperaturi extreme, Cutremure și Precipitații extreme.

Măsurile propuse necesare pentru atenuarea cauzelor sunt:

- Foc – În faze de construcții se vor folosi materiale cu rezistență mare la foc. Administratorul va elabora și implementa un plan de stingere a incendiilor.

- Inundații - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundații. Sistemul de drenaj va fi modernizat.

- Temperaturi extreme - Echipamentele care vor fi folosite pentru modernizare au specificații din fabrică de rezistență la temperaturi ridicate. Astfel la alegerea echipamentului se vor acorda puncte pentru rezistență la temperatură.

- Cutremure – Planul de management al situației de criză prevede o serie de măsuri necesare în caz de cutremure. Aceste prevederi vor fi respectate la alegerea materialelor și a echipamentelor de operare.

- Precipitații extreme – Sistemul de drenaj va fi întreținut și curățat de mai multe ori în fiecare an pentru a menține funcționarea deplină.

Impactul proiectului asupra mediului

În faze de proiectare la alegerea soluțiilor tehnologice s-a avut în vedere evaluarea potențialului impact negativ al obiectivelor asupra mediului, în condiții de siguranță și eficiență în toate fazele ciclului de viață proiectat: proiectare, execuție și exploatare pe tot parcursul durata de viața a instalației prin SR EN ISO 14001/2015 și reglementările în vigoare, în cadrul sistemului integrat de calitate.

Ca urmare, echipamentele/sistemele tehnologice achiziționate, lucrările de execuție planificate, precum și funcționarea stației trebuie să asigure respectarea cerințelor de protecție a mediului în conformitate cu:

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea daunelor aduse mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;

- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;

- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V - NTE 003/04/01;

- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;

- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 144/2018;

- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;

- OMMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;

- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;

- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;

- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;

- HGR nr. 210/2007 și OUG nr. 12/2007 pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului;

- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;

- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și completările ulterioare prin Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului ambiant;

- OMSP NR. 1193/2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;

- HGR nr. 124/2003 pentru prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, completată de HGR nr. 210/2007 și modificată prin HGR nr. 734/2006.

Proiectul a oferit soluții tehnologice moderne pentru construcția unei noi capacități de producere a energiei electrice care să conducă la reducerea potențialului impact negativ al investiției asupra mediului. Astfel, pentru asigurarea protecției mediului, au fost prevăzute atât măsuri directe, cuprinse tehnic și valoric la capitolul „Aranjamente de protecție a mediului”, cât și măsuri indirecte, cuprinse în investiția de bază.

Măsurile directe și indirecte prevăzute în proiect sunt cuprinse în prevederile tehnice și valorice pentru realizarea obiectelor care compun devizul lucrării și se referă la:

a) Reducerea impactului vizual

- Lucrările se desfășoară pe amplasamentele existente ale Beneficiarului, pe terenuri care în prezent sunt neproductive, iar înălțimea echipamentelor ce se vor monta este redusă ceea ce duce la reducerea efectelor negative asupra mediului și evitarea deteriorării resurselor istorice, arheologice și culturale.

b) Protecția aerului

- Nu sunt planificate lucrări majore de demolare care să provoace emisii de praf;
- Antreprenorul va lua măsuri pentru reducerea emisiilor de praf în timpul demolării și construcției.

c) Reducerea impactului sonor

Nivelul de emisie de zgomot al echipamentelor utilizate în timpul execuției lucrărilor va respecta cerințele HGR 1756/2006 privind limitarea emisiilor de zgomot în mediu produse de echipamentele destinate utilizării în exteriorul clădirilor.

d) Gestionarea deșeurilor

- Prin efectuarea lucrărilor de demontare și demolare nu se produc deșeuri periculoase;
- Antreprenorul va depozita selectiv deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demolare și demontare (beton, metale feroase și neferoase, ceramică, ulei izolator etc.), urmând să le țină în custodie până la colectarea lor de către prestatorul cu care Beneficiarul are contract de ridicare și valorificare deșeuri;

- Antreprenorul va ține evidența gestiunii deșeurilor pe care le recuperează sau le elimină, conform HGR 856/2002 și OUG 92/2021;

- Antreprenorul va respecta cerințele OG 2/2021 privind depozitarea deșeurilor, din Ordinul 1230/2005 privind modificarea anexei la Ordinul MMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Regulamentului tehnic privind depozitarea deșeurilor, al Ordinului MMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor privind ambalajele și deșeurile de ambalaje;

- În cazul în care Furnizorul de Echipamente este o firmă din afara României, ambalajele rezultate în urma lucrării vor fi predate Beneficiarului pe măsură ce acestea devin disponibile.



Furnizorul va fi responsabil ca subcontractanții săi de echipamente să includă în lista de ambalare, pe lângă greutatea netă și brută, cantitățile de ambalaje pe tipuri de materiale (lemn, hârtie, metal, plastic). Dacă Furnizorul este o firmă românească, ambalajul rezultat în urma lucrării va fi gestionat de acesta;

- Deșeurile recuperabile, inclusiv uleiurile uzate, rămân în responsabilitatea Beneficiarului;

- Orice deșeu cu conținut sau urme de ulei este considerat deșeu periculos, inclusiv sol contaminat și va fi gestionat, tratat și valorificat sau eliminat în conformitate cu prevederile legislației privind deșeurile periculoase;

- Antreprenorul va elimina deșeurile nerecuperabile numai prin intermediul companiilor care dețin autorizație de mediu. Antreprenorul va asigura trasabilitatea deșeurilor prin furnizarea contractelor încheiate pentru transportul și eliminarea deșeurilor precum și a autorizațiilor de mediu;

- Transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase se va face cu respectarea HG nr. 1061/2008.

e) Protecția solului

- Panourile fotovoltaice și invertoarele folosite sunt izolate uscat și astfel nu implică nici un risc pentru pământ.

f) Managementul substanțelor toxice și periculoase

- Materialele folosite la elementele de construcție și montaj nu conțin azbest.

- Demontarea echipamentelor de ulei nu este asigurată

- Evidența gestionării substanțelor toxice și periculoase se va face conform lit. d)

- Produsele chimice vor fi manipulate și depozitate în conformitate cu specificațiile din fișele cu date de securitate

- Se vor furniza fișe cu date de securitate actualizate pentru toate substanțele chimice utilizate (ulei, baterii, motorină și altele)

- În cazul poluării accidentale în timpul lucrărilor sau în perioada de garanție, executantul răspunde de ecologizarea și readucerea mediului contaminat la starea inițială.

g) Protecția împotriva efectelor câmpului electromagnetic

- Echipamentul furnizat nu provoacă interferențe radio sau TV sau un câmp electromagnetic care ar putea dăuna corpului uman.

h) Protecția apelor subterane

- Echipamentele prevăzute de această lucrare nu produc poluanți pentru apele subterane.

i) Protecție împotriva șocurilor electrice și a accidentelor electrice

- Respectarea distanțelor de siguranță și asigurarea că zonele de lucru reduc șansele de accidente.

j) Protecția împotriva incendiilor

- Soluțiile adoptate prevăd măsuri constructive împotriva producerii și răspândirii incendiilor în noile containere, celule de medie tensiune, transformatoare, precum și în gospodăria de cablu (separări tehnologice, etanșări etc.).

4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.

La implementarea proiectului se va amenaja câte o organizare de șantier în amplasamentul vizat, prin care vor fi asigurate utilitățile necesare implementării proiectului.

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

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

Prin prezentul proiect se dorește scăderea impactului global asupra mediului, la nivel național, prin creșterea cantității de energie electrică provenită din surse regenerabile și prin crearea unei noi surse distribuite de energie, eliminând astfel inclusiv pierderile de putere și energie (și, implicit, impactul asupra mediului asociat) din rețelele electrice de transport și distribuție.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul UAT-ului, în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea entității.

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

De asemenea, societatea va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în



vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;

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

4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, centralele fotovoltaice propuse urmând a fi instalate pe sol.

Pentru implementarea proiectului vor fi utilizate materiale și utilaje cu un impact de mediu pe ciclul de viață minimal (de la producție, la punerea în funcțiune la retragerea din exploatare după finalizarea duratei de viață).

Toate deșeurile rezultate atât în urma implementării proiectului cât și la retragerea acestuia din exploatare (începând cu anul 20 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate, asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.

În ceea ce privește echipamentele și instalațiile utilizate pentru implementarea obiectivului de investiții, cele mai semnificative din punct de vedere al impactului asupra mediului sunt Panourile Fotovoltaice și Invertoarele solare.

Conform literaturii de specialitate (<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>, <https://vecsolarservice.com/how-clean-is-the-solar-panel-manufacturing-process-how-much-carbon-dioxide-is-produced/> etc.), panourile fotovoltaice monocristaline au un impact de mediu **minimal** (considerând resursele energetice utilizate pentru extracția și prelucrarea materialelor necesare și pentru producția propriu-zisă a acestora), de numai **50 grame CO2 echivalent** per kWh de energie electrică produsă, în primii (cel mult) **3 ani de operare**. Panourile fotovoltaice devin așadar neutre din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră începând din anul 3 de operare. Întrucât durata de viață a acestora este în prezent de cel puțin 25 de ani (unii fabricanți oferind garanții de viață de peste 35 de ani), efectele privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră sunt **net pozitive**.

În ceea ce privește invertoarele solare, conform literaturii tehnice de specialitate (<https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads/>), amprenta de mediu generată de producția și utilizarea acestora este de maximum **1,5 tone CO2 echivalent per inverter** pe durata de viață de **20 de ani** a unei centrale fotovoltaice (din care peste 76,12% provin din etapa de exploatare – pierderi

în invertor și consum pe timp de noapte). Se poate concluziona că și în acest caz, beneficiile generate de implementarea proiectului sunt **net superioare** emisiilor specifice pe ciclul de viață al echipamentului.

Conductoarele electrice din cupru propuse pentru utilizare au o amprentă specifică de CO₂ echivalent pe durata de viață a proiectului de **20 de ani**, conform metodologiei de calcul propuse de <https://iopscience.iop.org>, de aproximativ **639,69 tone CO₂ echivalent**.

Per total, conform studiilor științifice (<https://www.nature.com>), amprenta totală de CO₂ echivalent aferentă tehnologiei PV propuse către implementare se ridică la maximum **40 de grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă**, deci o valoare de peste **15 ori mai mică** decât valoare medie a emisiei specifice de CO₂ echivalent la nivelul României din anul 2021 – **611,9 grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă**.

Este așadar evident potențialul extrem de ridicat de reducere a impactului asupra mediului al **obiectivului de investiții**.

4.4.4. Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu este cazul.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.

Dimensionarea capacității de producție a energiei electrice din surse regenerabile a avut la baza analiza necesarului de energie electrică al Beneficiarului. În vederea determinării acestuia, a fost realizată o analiză multi-lunară, pe perioada 01.01.2022 – 31.12.2022, pornind de la facturile fiscale puse la dispoziție de către Beneficiar.

Rezultatele vor fi prezentate, sintetizat, în Tabelul 4.15. Rezultatele detaliate vor fi prezentate în Tabelul 4.16.

Tabelul 4.15 – Necesarul lunar, agregat, de energie electrică

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]
Ianuarie	41,91
Februarie	35,93
Martie	37,10
Aprilie	29,98
Mai	29,22
Iunie	26,93
Iulie	25,74
August	30,36
Septembrie	33,56
Octombrie	29,27
Noiembrie	38,76
Decembrie	52,76
TOTAL	411,51

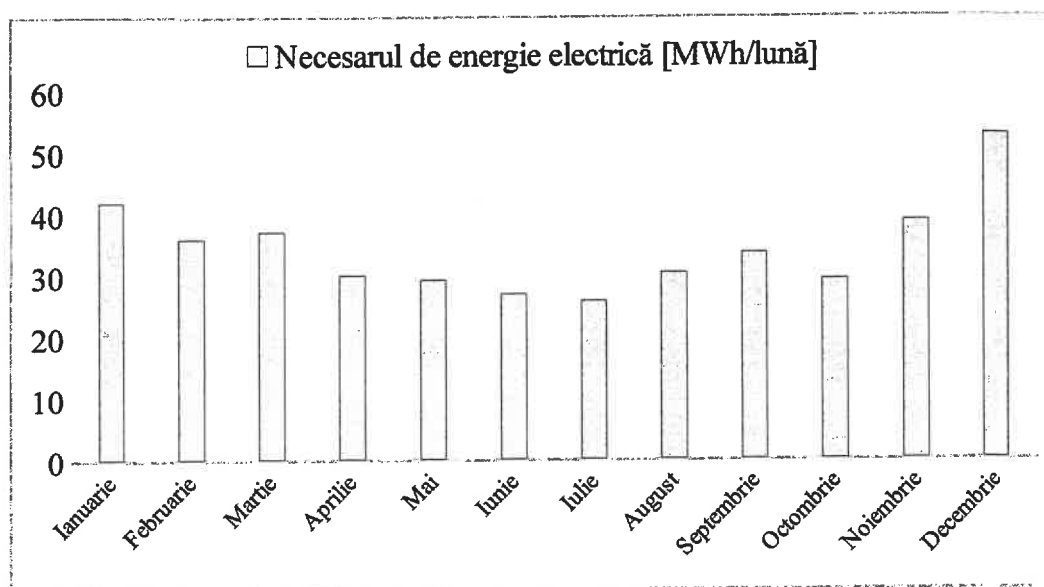


Figura 4.29 – Evoluția necesarului lunar de energie electrică, în perioada ian. 2022 – dec. 2022



P&S Advisors
Energie & Regulate Business

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu_pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

Tabelul 4.16 – Necesarul lunar de energie electrică, în kWh/an, per punct de consum

PUNCT DE CONSUM	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	TOTAL
Cimitir	140,44	120,39	124,31	100,48	97,91	90,25	86,26	101,74	112,47	98,08	129,88	176,80	1.379,00
Bariera	52,96	45,40	46,88	37,89	36,92	34,03	32,53	38,37	42,41	36,98	48,97	66,67	520,00
Bariera	49,49	42,43	43,81	35,41	34,51	31,81	30,40	35,86	39,64	34,56	45,77	62,31	486,00
Ansamblu Grup Statuar	2.030,96	1.741,14	1.797,77	1.453,13	1.415,99	1.305,22	1.247,46	1.471,38	1.626,47	1.418,37	1.878,25	2.556,86	19.943,00
Statie pompare ape - Scolii noi	566,53	485,68	501,48	405,34	394,98	364,08	347,97	410,43	453,69	395,65	523,93	713,22	5.563,00
Statie pompare ape (1) - 1 Mai	383,32	328,62	339,31	274,26	267,25	246,34	235,44	277,71	306,98	267,70	354,50	482,58	3.764,00
Statie pompare ape (2) - 1 Mai	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Politie comunitare + SCLEP	937,02	803,30	829,43	670,42	653,29	602,18	575,53	678,84	750,39	654,39	866,56	1.179,65	9.201,00
Fantana Arteziana	599,73	514,14	530,87	429,10	418,13	385,42	368,36	434,49	480,28	418,83	554,63	755,02	5.889,00
Galerie Artă	180,97	155,14	160,19	129,48	126,17	116,30	111,15	131,11	144,92	126,38	167,36	227,83	1.777,00
Muzeu (1)	15,17	13,01	13,43	10,86	10,58	9,75	9,32	10,99	12,15	10,60	14,03	19,10	149,00
Muzeu (2)	293,80	251,88	260,07	210,21	204,84	188,82	180,46	212,85	235,29	205,18	271,71	369,88	2.885,00
Hotel (2)	99,50	85,30	88,07	71,19	69,37	63,94	61,11	72,08	79,68	69,49	92,01	125,26	977,00
Biblioteca	157,65	135,15	139,55	112,79	109,91	101,31	96,83	114,21	126,25	110,10	143,79	198,47	1.548,00
Plita electrica stadion	98,17	84,16	86,90	70,24	68,45	63,09	60,30	71,12	78,62	68,56	90,79	123,59	964,00
Parc Zoologic	651,36	558,41	576,57	466,04	454,13	418,60	400,08	471,89	521,63	454,89	602,38	820,02	6.396,00
Stadion Radauti	1.008,30	864,42	892,53	721,43	702,99	648,00	619,32	730,49	807,48	704,17	932,49	1.269,39	9.901,00
Cresa + gradinita	952,90	816,92	843,49	681,79	664,37	612,39	585,29	690,35	763,12	665,48	881,25	1.199,65	9.357,00
Gradinita Prichindelul	636,90	546,01	563,77	455,69	444,05	409,31	391,20	461,32	510,05	444,79	589,01	801,82	6.254,00
Spatii cazare	856,87	734,59	758,48	613,08	597,41	550,68	526,31	620,78	686,21	598,41	792,44	1.078,75	8.414,00
Cantina ajutor social	1.847,76	1.584,08	1.635,60	1.322,04	1.288,26	1.187,48	1.134,93	1.338,65	1.479,75	1.290,42	1.708,82	2.326,21	18.144,00
Sala de sport - Radauti	2.909,12	2.493,98	2.575,10	2.081,43	2.028,24	1.869,57	1.786,84	2.107,58	2.329,72	2.031,64	2.690,38	3.662,40	28.566,00
IL. Public, Pt 39	817,15	700,54	723,33	584,66	569,72	525,15	501,91	592,01	654,40	570,68	755,71	1.028,74	8.024,00
Gradinita Pinochio - Radauti	1.394,78	1.195,74	1.234,63	997,94	972,44	896,37	856,70	1.010,48	1.116,99	974,07	1.289,90	1.755,94	13.696,00



4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

EDS!

4.6.1 Analiza de profitabilitate a investiției

EDS!

4.6.2 Analiza de profitabilitate a capitalului investit

EDS!

4.6.3 Analiza de sustenabilitate

EDS!

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

EDS!

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

EDS!

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

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

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

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

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

Pe baza rezultatelor analizei de sensibilitate și luând în considerare incertitudinile legate de aspecte care nu sunt cuprinse în calculele ACB, au fost identificate următoarele riscuri și a fost pregătită matricea de risc pentru a identifica posibile măsuri de prevenire și atenuare.

Astfel au fost evaluate probabilitatea și impactul fiecărui risc pentru soluțiile propuse în cadrul prezentei lucrări de investiții. Expunerea la risc este calculată prin combinarea pe o scară bidimensională a rezultatelor evaluărilor de probabilitate și impact. Expunerea la risc este produsul nivelurilor acordate celor două evaluări.

În analiza de risc s-a avut în vedere construirea unei matrici a riscurilor considerând o scară de evaluare cu 5 niveluri.

Tabelul 4.17 – Principalele riscuri

Principalele riscuri identificate, descriere si argumentare	Probabilitatea cu care se manifestă riscurile	Impactul riscurilor	Nivelul riscului	Descrierea strategiei de minimizare a riscurilor identificate	Riscul rezidual
Riscuri legate de cerere:					
Modificarea substanțială a necesarului de energie electrică al beneficiarului	1	3	3	Existența unor perspective și planuri de creștere a activității de bază a beneficiarului ce va duce și la o sporire a necesarului de consum de e.e.	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al e.e. injectate în SEN datorită scăderii cererii de e.e. și creșterii producției globale	1	2	2	Estimările generale sunt îndreptate către creșterea prețurilor în perioada viitoare.	Scăzut
Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare. Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de implementare	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse și neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte. Încurajarea unei concurențe ridicate din	Scăzut



				partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate. Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de sensibilitate	
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	Selectarea companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului.	Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor. Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investitia prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie in domeniul distributiei de energie electrica.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut
Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractelor, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor și nu va permite finalizarea proiectului la timp.	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor să fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atentă (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire și verificare a documentelor implicate în procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare (împrumut pe ts)	Scăzut
Riscuri legate de construcție					
Depășiri ale costului proiectului și întârzieri în ceea ce privește construcția	3	1	3	Folosirea sumelor prevăzute în cadrul bugetului proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de sensibilitate.	Scăzut
Nefinalizarea lucrărilor contractate în perioada de implementare a proiectului în termenul asumat.	3	1	3	Asigurarea unui program de monitorizare strictă a progresului lucrărilor. Identificarea aspectelor critice și avertizarea prestatorilor	Scăzut
Riscuri privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an)	Scăzut
Depășiri ale costurilor proiectului și întârzieri de construcție din cauza dificultăților neprevăzute din teren	1	3	3	Utilizarea sumelor prevăzute în bugetul proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului a fost luat în considerare în analiza de sensibilitate.	Scăzut
Accidente în timpul construcției sau testării echipamentelor.	1	1	1	Echipa de management va face verificări cu privire la respectarea măsurilor de siguranță pe șantier.	Scăzut
Riscuri operationale:					

Costurile de întreținere și de reparații sunt mai ridicate decât s-a estimat, defecțiuni tehnice repetate	2	2	4	Ponderea costurilor de întreținere și reparații în cifra de afaceri a proiectului este redusă	Scăzut
Perioade nefuncționale lungi din motiv de accident sau din cauze externe	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale beneficiarului generate de alimentarea cu e.e.	Scăzut
Riscuri privind performanța, în timp a subansamblurilor componente ale proiectului.	1	4	4	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV, minimum 10 ani la invertoare)	Scăzut
Riscuri financiare					
Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat ce va pune în pericol sustenabilitatea proiectului	2	3	6	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț, în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului.	Scăzut
Lipsa surselor proprii ale beneficiarului pentru finanțarea proprie	1	4	4	Proiectul a fost inclus în portofoliul beneficiarului; bugetul pe 2023 la nivel de companie a fost adoptat pentru a lua în considerare rezervarea fondurilor necesare implementării acestui proiect	Scăzut
Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV; invertoare) datorită creșterii cererii pe piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut
Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului.	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și re tehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (**Tabelul 4.18**):

Tabelul 4.18 – Matrice evaluare riscuri

Expunere la risc	Mică	Medie	Mare	Inacceptabilă
Impact	1	2	3	4
Probabilitate	1	2	3	4
1	2	1	4	3
2	1	2	3	
3	3	1		
4			2	
5				



Repartiția riscurilor în funcție de rezultatul obținut este prezentat în Figura 4.30.

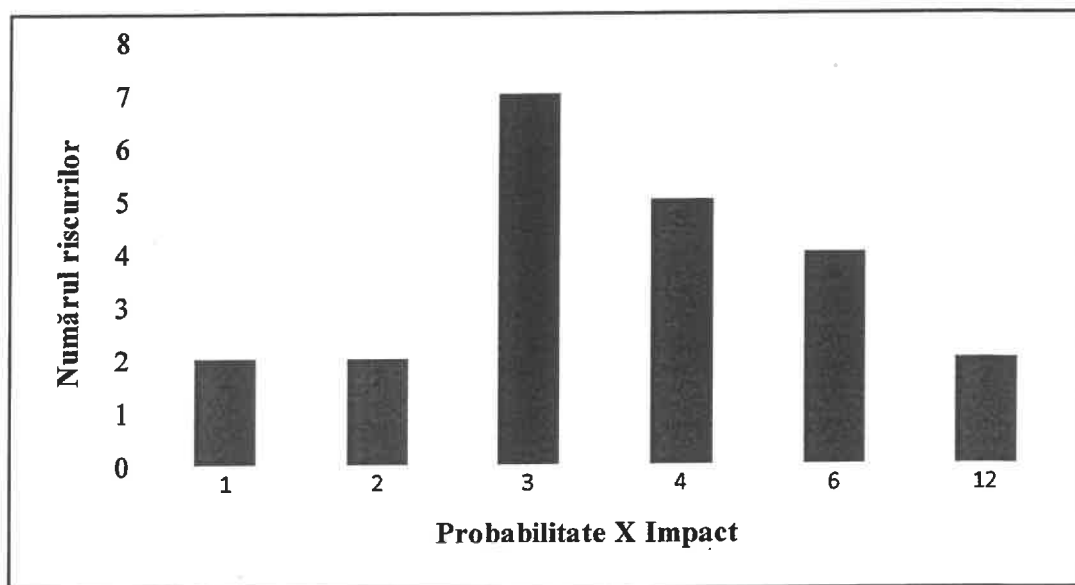


Figura 4.30 – Repartiția riscurilor

Se observă că din totalul celor 22 de riscuri identificate în timpul efectuării analizei, în cazul a 17 dintre acestea există un grad de expunere la risc mic, în cazul a 4 dintre riscuri proiectul de investiție are un grad de expunere la risc mediu și doar pentru două dintre riscuri expunerea proiectului este mare.

Se va observa că pentru proiectul analizat nu există riscuri la care gradul de expunere să fie inacceptabil.

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

5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:

5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul se află deja în proprietatea Beneficiarului.

5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Se vor asigura prin intermediul organizării de șantier pentru implementarea proiectului.

5.1.3. Probe tehnologice și teste.

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Centrala Fotovoltaică propusă prin prezenta lucrare, cu integrarea centralei fotovoltaice proiectate în instalațiile existente și inclusiv injectia de energie în instalațiile OD.

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

Varianta recomandată de proiectant, ținând cont atât de descrierile din proiect și de analiza multicriterială prezentată în Tabelul 5.19, este varianta 1.

Pentru sub-variantele descrise la **Capitolul 3.1**, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul **capitolului 4.1**.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Centrale fotovoltaice dezvoltate utilizând panouri de 540 Wp și invertoare de 100 kW, 50 kW și 25 kW**.

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **700 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.300 x 1.130-1.150 x 34-36 mm și o greutate medie de 25-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **100 kW (3 bucăți), 50 kW (1 bucată) și 25 kW (1 bucată)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, la un unghi de înclinare de 25 grade.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de xxxxxxxxx RON, fără TVA, respectiv xxxxxxxxx RON cu TVA.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare de **5.670,00 EUR/an, fără TVA**.

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 6 luni** de la data semnării contractului de Antreprenoriat General.



GDS ADVISORS
CONSULTING COMPANY

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian_gheorghiu_pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

Tabelul 5.19 – Analiza Multicriterială

Capacitate electrică instalată	MW _e DC	M	0,3780	0,3780
Putere electrică netă	MW _e AC		0,375	375
Eficiența electrică la sarcină nominală (condiții ISO)	%	M	98,40%	98,20%
Factor de capacitate	%		12,51%	12,44%
Energie electrică produsă	MWh/an	M	411,04	408,78
Factor de corecție cu pierderile evitate prin rețelele electrice	-		0,891	0,891
Economia de energie primară	MWh		461,33	458,78
Reducerea gazelor cu efect de seră la nivel național	tone CO ₂ echivalent / an	M	282,29	280,73

5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA

EDS!

5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare

EDS!

5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 6 luni, dar nu mai târziu de finalul lunii Decembrie 2025.

5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE

La dezvoltarea obiectivului de investiții se vor respecta toate prevederile legislației primare și secundare relevante, dintre care se amintesc:

- Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cu tensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari;
- PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin rele și automatizărilor electrice ale centralelor și stațiilor (modificată 1985);
- PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;
- PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din întreprinderile industriale și similare;
- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor



pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;

- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special de afecțiuni dorsolombare;



- DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor, instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.



EDS Advisors
Eficientă. Distingută. Sinceră.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com



TVSCONSULTING

5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI

EDS!

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Nu avem informații!

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE

Extrasul de Carte Funciară poate fi consultat în **Anexa 1**.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTEȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ

Nu avem informații!

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

Nu avem informații!

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Nu avem informații!

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

Nu avem informații!



7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv Primăria RĂDĂUȚI.

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 6 luni, durata de execuție fiind de 4 luni.

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

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 2 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 4 luni de la DI.

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

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

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

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

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

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

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt, folosind o aplicație software specializată (MS Project sau Primavera EPPM). Acest program va evidenția



toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

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

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

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

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

După efectuarea cu succes a testului de performanță, beneficiarul va emite un certificat de acceptare definitivă (RD).

După expirarea perioadei de notificare a defectelor (perioadei de garanție), beneficiarul va emite certificatul de recepție finală (RF).

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

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

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

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

Calitatea sudurilor va fi asigurată și monitorizată în conformitate cu standardul EN ISO 3834-2.

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

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

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

- ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție
- ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție
- BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj
- IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE

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

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

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de **Primăria RĂDĂUȚI**.

Dupa expirarea perioadei de garantie furnizorul poate executa contra-cost operatiunile de mentenanta in baza unui contract dedicat, cu acordul beneficiarului.

La momentul licitației, Antreprenorii Generali vor transmite ofertele complete pentru mentenanța predictivă și corectivă a centralei.

Mentenanța de rutină reprezintă totalitatea activităților de întreținere pe care le întreprinde utilizatorul în cadrul activităților proprii de exploatare, activități care nu presupun o activitate specializată și care se situează în afara scopului furnizorului de servicii de mentenanță specializată.

Oferta Antreprenorilor Generali va cuprinde și costurile detaliate pentru procedurile de Mentenanță de Rutină (predictivă).

În funcție de dorința Beneficiarului, acesta poate solicita Antreprenorilor Generali și ofertarea serviciilor de Operare a Centralei Fotoelectrice – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent **Primăria RĂDĂUȚI** nu are personalul tehnic necesar angajat.

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

7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier și (facilități și lucrări temporare, container birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare, servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrare, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video).

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

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

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Asistent de comunicare și manager de documente
- Inginer de planificare
- Coordonator proiectant / manager tehnic
- Inginer constructor
- Inginer mecanic
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Manager operațional / logistic
- Responsabil cu controlul calității
- Responsabil cu protecția mediului

➤ **Responsabil cu sănătatea și siguranța**

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

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

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

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

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

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

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

unei astfel de echipe.

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

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

După încetarea finanțării, investiția va intra în perioada de operare (după caz), perioadă în care prin alocările de resurse umane și financiare de către **Primăria RĂDĂUȚI**, se va asigura menținerea/conservarea rezultatelor obținute în urma realizării investițiilor propuse prin prezentul proiect.

Dintre acestea, cele mai importante alocări de resurse financiare sunt:

- Subcontractarea exploatării și mentenanței centralei fotovoltaice (sau, după caz, angajarea ori menținerea personalului de exploatare / mentenanță propriu) – **pentru cuantificarea financiară, se poate considera o valoare medie (la nivelul României) de 15 EUR/kWp/an, la o durată contractuală de minimum 10 ani.**

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Centrala fotovoltaică prin prezenta lucrare va fi alcătuită dintr-un număr de **700 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,8% față de nominal după 25 de ani de funcționare. E nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **100 kW (3 bucăți)**, **50 kW (1 bucată)** și **25 kW (1 bucată)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din Aluminiu, la o înclinare de **20-30 de grade**, cu orientarea SUD. Rezultatele simulării tehnico energetice sunt prezentate în Figura 8.31

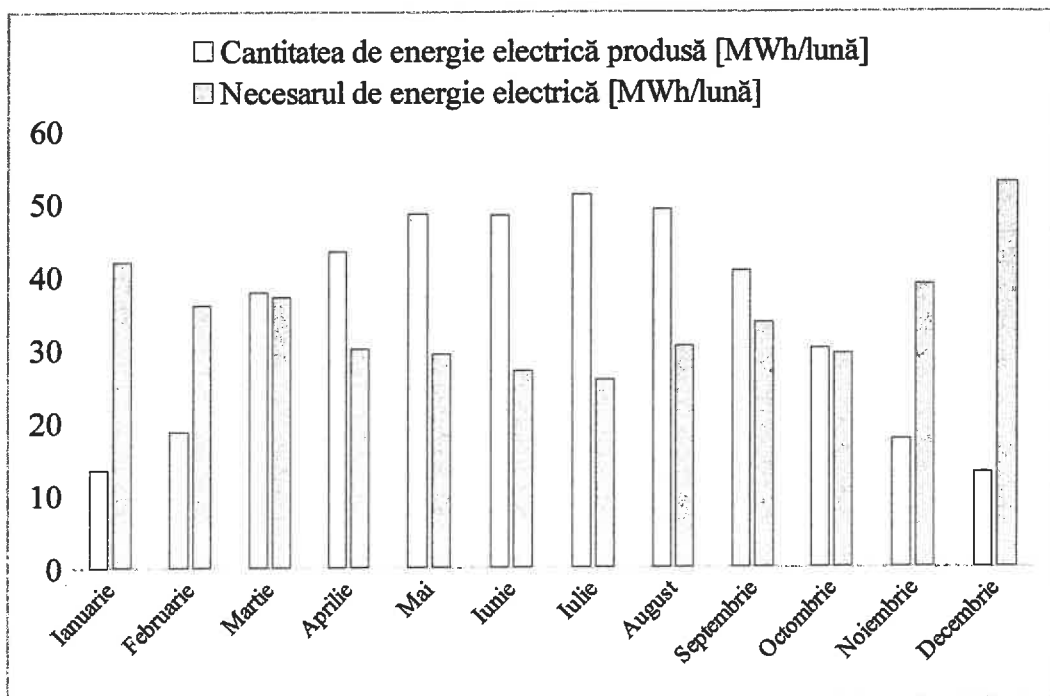


Figura 8.31 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 100 kW, 50 kW și 25 kW, înclinare = 20 grd.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi (centralizat în Tabelul 8.20):

- Producția netă de energie primară de: 35,35 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 7.768,70 MWh într-o perioadă de 20 de ani;



- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **4.753,67 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **411,04 MWh/an (99,89% din necesar)** în primul an de funcționare;
- Factor de capacitate: **11,76%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **378,00 kWp / 375,00 kW AC.**

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea **Primăriei RĂDĂUȚI** prin:

- creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum reeducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare,
- creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor,
- creșterea eficienței economice datorită capacității de a produce energie electrică la un cost redus față de prețul pieței generând o economie anuală medie xxx.xxx Lei pe an,
- reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.



GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277; E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

TVSCONSULTING



Tabelul 8.20 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

Indicatorul I.1 – realizare	Capacitate nou instalată în producerea energiei din surse regenerabile	0,375	MW _{AC}
Indicatorul I.2 – rezultat**	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră	237,68	tone CO ₂ echivalent/an
Indicatorul I.3 – rezultat**	Producția medie netă de energie electrică din surse regenerabile	388,43	MWh/an
Indicatorul I.4 – rezultat	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	7.768,70	MWh/20 de ani
Indicatorul I.5 – rezultat**	Factorul de capacitate al centralei electrice	11,82	%

** Valoarea medie pe perioada de referință (20 de ani) – ține cont de degradarea modulelor PV

BIBLIOGRAFIE

- [1] D. G. p. 'A. A. Comisia Europeană, „Îndrumări asupra interpretării Anexei I din Directiva EU ETS (în afară de activitățile legate de aviație),” 2010.
- [2] „EIB,” [Interactiv]. Available: <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>. [Accesat 03 05 2021].
- [3] G. României, „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030,” 2021.
- [4] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [5] M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, „A review on peak load shavings strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [6] Z. M. V. M. ș. V. S. Rahimi A., „A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems,” *Proceedings of the North American Power Symposium, IEEE*, pp. 1-5, 2013.
- [7] S. S. ș. C. S., „Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [8] L. Y. M. S. Chua K.H., „Energy Storage systems for peak shaving,” *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 10, pp. 3-18, 2016.
- [9] V. d. B. K. ș. D. E., „Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs,” *Energy Conversion Management*, vol. 97, pp. 70-75, 2015.
- [10] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [11] G. României, „PNRR,” 24 01 2022. [Interactiv]. Available: <https://mfe.gov.ro/pnrr/>.
- [12] [Interactiv]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH>. [Accesat 04 08 2021].
- [13] „IPIECA,” [Interactiv]. Available: <https://www.ipieca.org>. [Accesat 30 March 2022].
- [14] „WARTSILA,” [Interactiv]. Available: <https://www.wartsila.Mun>. [Accesat 30 March 2022].
- [15] W. Amjad, M. Shahid, A. Munir, F. Asghar și O. Manzoor, „Energy Assessment of a Combined Cycle Power Plant through Empirical and Computational Approaches: A Case Study,” *Eng. Proceedings*, vol. 12, nr. 25, 2021.
- [16] M. Islam, M.Hasanuzzaman, A.K.PandEDS și N.A.Rahim, „Chapter 2 – Modern



- Energy Conversion Technology,” în *Energy for Sustainable Development. Demand, Supply, Conversion and Management*, 2020, pp. 19-39.
- [17] „POWERMAG,” [Interactiv]. Available: <https://www.powermag.com/another-world-record-for-combined-cycle-efficiency/>. [Accesat 31 March 2022].
- [18] A. D. Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, L. D. Vos, A. Dadkhah și G. Dekelver, „ASSET Study on Technology Pathways in decarbonisation scenarios,” Publications Office of the European Union, 2020.
- [19] A. A.-V. ș. F. N.-H. Daniel Lugo-Laguna, „A European Assessment of the Solar Energy Cost: KEDS Factors and Optimal Technology,” *Sustainability*, vol. 13, pp. 1-25, 2021.
- [20] World Bank Group, „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,” World Bank Group, 2020.
- [21] U. S. Environmental Protection Agency - Combined Heat and Power Partnership, „Catalog of CHP Technologies,” 2017.
- [22] U.S. Energy Information Administration, „Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,” 2016.
- [23] International Energy Agency, „Gas 2020,” 2019.
- [24] Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009.
- [25] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
- [26] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
- [27] Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814,” 2018.
- [28] Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
- [29] Ministerul Energiei, Anton ANTON, „Memorandum – Prezentarea opțiunilor pentru utilizarea instrumentelor de finanțare specificate de Directiva (UE) 2018/410 și decizia României privind implementarea acestora,” 2019.

- [30] Laurențiu Miron Goia, Gheorghe RĂDĂUȚI, Teofil Ișfanu, Alexandru Tănăsescu, *Tratarea neutrilor rețelelor de medie tensiune*, București: Editura Tehnică, 1985.
- [31] International Electrotechnical Committee , „IEC 60909 - Short - Circuit Currents in three - phase a.c. systems,” 2016.
- [32] *** , „PE 134/1995 - Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV”.
- [33] <https://www.neplan.ch/>.
- [34] C. Europeana, „Orientărilor CE privind anumite măsuri de ajutor de stat acordate în contextul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră după 2021,” 21 September 2020. [Interactiv].
- [35] „Investing.com,” [Interactiv]. Available: <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>. [Accesat 01 07 2021].
- [36] „EC.Europa.EU,” [Interactiv]. Available: https://ec.europa.eu/info/news/energy-efficiency-first-accelerating-towards-2030-objective-2019-sep-25_en. [Accesat 04 06 2021].
- [37] Comisia Europeană, „Recomandările Comisiei privind transpunerea obligațiilor privind economia de energie sub incidența Directivei privind Eficiența Energetică,” 25.09.2019..
- [38] David Felman et al., „U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020,” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324, 2021.

Președinte de ședință,
Consilier local
IULIAN TEODOR NASILOSCHI



Secretar al municipiului,
Marinică SOFIONI

PRIMĂRIA MUNICIPIULUI RĂDĂUȚI
VIZAT PENTRU CONTROL
FINANCIAR PREVENTIV PROPRIU
Anul 2019, luna... zlua...

ANEXA nr. 3

Anexa nr. 3 la HCL nr. 281 / 14.11.2023

și conține — pagini.



ȘIȘTEA DE CENTURĂ

101.97
100.00

91.91

62.00

140.42

18.89

12.00

100.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

140.42

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

18.89

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00

12.00