

STUDIU DE FEZABILITATE

PENTRU OBIECTIVUL

C.E.F. CU CAPACITATE INSTALATA DE 14.06
MW, CU INSTALATIE DE STOCARE, IN COJANI,
JUD. GORJ



Beneficiar:

S.C. SERG COMPANY S.R.L.

Str. Primaverii, Nr.13, Targu Jiu, Jud Gorj

Telefon: 0727.868.322

E-mail: office.sergcompany@gmail.com

Pagina de semnături

**AUTORITATEA
CONTRACTANTA**

SERG COMPANY S.R.L.

LUCRAREA

**C.E.F. CU CAPACITATE
INSTALATA DE 14.06 MW, CU
INSTALATIE DE STOCARE, IN
COJANI, JUD. GORJ**

NR. CONTRACT

231_1/08.04.2022

PROIECTANT GENERAL

**LPV SERVICE CONSULT SRL
Str. Colonel Ghe. Costescu, Nr 3,
Sector 4, București
Telefon: 0724.358.661
E-mail: office@lpv.ro**

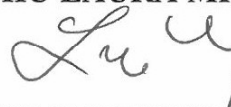
INSTALATII ELECTRICE

Ing. CIUHU DRAGOS



PARTE ECONOMICA

Ec. CIUHU LAURA MIHAELA



FAZA

STUIU DE FEZABILITATE

DATA ELABORARII

IUNIE 2022

**Director proiect
Ing. Bestoiu Bogdan Ioan**



CUPRINSUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

A. PIESE SCRISE	7
1. Informatii generale privind obiectivul de investitii:.....	7
1.1. Denumirea obiectivului de investiții:	7
1.2. Ordonator principal de credite/investitor.....	7
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar).....	7
1.4. Beneficiarul investiției.....	7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate.....	7
2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/ proiectului de investitii	8
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.	8
2.1.1 Situația actuala și necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii:	8
2.1.2 Scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.	9
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație acorduri relevante, structuri institutionale si financiare.....	10
2.3. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor	15
2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investitii	16
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice	35
3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii	40
3.1. Particularități ale amplasamentului:	40
a) Descrierea amplasamentului.....	40
b) Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de accesposibile	41
c) Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite	41
d) Surse de poluare existente în zonă	42
e) Date climatice și particularități de relief	42
f) existența unor: rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare / posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice / condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție / terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.....	42

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:	43
3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:...	47
3.3. Costurile estimative ale investiției:.....	54
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:	69
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției	74
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e).....	77
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință	77
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	77
4.3. Situația utilităților și analiza de consum:.....	81
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:.....	81
a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;	81
b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;.....	81
c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;	81
d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.....	82
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	83
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară	85
4.7. Analiza economică	99
4.8. Analiza de senzitivitate.....	104
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	105
5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă).....	108
5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.....	108
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	108
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e):	108
a) obținerea și amenajarea terenului;	108
b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;.....	109
c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază,	

corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;	109
d) probe tehnologice și teste.	111
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:	111
a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;.....	111
b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;	111
c) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;	112
d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.	112
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice.....	113
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.....	113
6. Urbanism, acorduri și avize conforme.....	115
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire	115
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege.....	115
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică	115
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților	115
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	115
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice	115
7. Implementarea investiției.....	117
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	117
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare.....	117
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	120
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	120

8. Concluzii și recomandări	121
B. PIESE DESENATE	122
1. plan de amplasare în zonă;	122
2. plan de situație;	122
3. planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrie, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;.....	122
4. planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.....	122

A. PIESE SCRISE

1. Informatii generale privind obiectivul de investitii:

1.1. Denumirea obiectivului de investitii:

C.E.F. CU CAPACITATE INSTALATA DE 14.06 MW, CU INSTALATIE DE STOCARE, IN COJANI, JUD. GORJ

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

S.C. SERG COMPANY S.R.L.

Str. Primaverii, Nr.13, Targu Jiu, Jud Gorj

Telefon: 0727868322

Reprezentant: Tiloiu Petrisor

E-mail: office.sergcompany@gmail.com

1.3. Ordonator de credite (secundar/tertiar)

S.C. SERG COMPANY S.R.L.

1.4. Beneficiarul investitiei

Beneficiarul investiției pentru CENTRALA ELECTRICĂ FOVOLTAICĂ COJANI este societatea S.C. SERG COMPANY S.R.L.cu sediul în Str. Primaverii, Nr. 13, Targu Jiu, Jud Gorj cod poștal 210147. telefon 0727868322, email: office.sergcompany@gmail.com

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

LPV SERVICE CONSULT SRL

Str. Colonel Ghe. Costescu, Nr 3, Sector 4, București

Telefon: 0724.358.661

E-mail: office@lpv.ro

2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/ proiectului de investitii

2.1. Concluziile studiului de fezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.

Anterior prezentului studiu de fezabilitate nu s-a întocmit un studiu de fezabilitate.

2.1.1 Situația actuală și necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții:

Societatea SC SERG COMPANY SRL, din municipiul cu sediul în Str. Primaverii, Nr. 13, Targu Jiu, Jud Gorj, intenționează să realizeze Centrala Electrică Fotovoltaică (CEF) Cojani 2, având o capacitate instalată de 14.06 MW și o instalație de stocare cu capacitate de stocare de 3.15 MWh, situată în sat Cojani, județul Gorj.

Scopul investiției este de a valorifica potențialul solar al județului Gorj cu consecințe benefice asupra mediului, prin înlocuirea energiei electrice produse în instalații termoelectrice (combustibili fosili) cu energie electrică produsă din surse regenerabile. Acest lucru se realizează prin construirea centralei electrice fotovoltaice și a instalației de stocare.

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie reprezintă un imperativ al perioadei actuale motivat de necesitatea protecției mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială. Totodată prin implementarea proiectului s-a avut în vedere faptul că sectorul energetic este unul din principalii producători de gaze cu efect de seră și în contextul creșterii consumului de energie, se urmărește ca emisiile de CO₂ plafonate și chiar reduse. În acest sens, se pune accentul pe promovarea producerii energiei pe baza de surse regenerabile.

În prezent, pe mapamond există o tendință de creștere a prețului combustibililor fosili, cauzată atât de diminuarea rezervelor cunoscute, cât și de o cerere din ce în ce mai mare din partea unor state cu economiile în dezvoltare accelerată.

Pe de altă parte, situația geopolitică în anumite regiuni furnizoare de combustibili fosili poate degenera în conflicte (unele fiind deja în desfășurare), care vor pune și mai mult sub semnul întrebării certitudinea unei furnizări constante de materii prime. Nu în ultimul rând, dependența unei țări, chiar și parțial, față de importurile de energie este într-o mare măsură echivalentă cu o dependență politică față de țările furnizoare. Unul din exemplele cele mai recente este situația din Ucraina. Adăugând argumentelor de mai sus informațiile existente cu privire la ritmul de epuizare al rezervelor de combustibili fosili din România, rezultă că diversificarea exploatării surselor lor de energie neconvenționale este o activitate care are mari șanse de a deveni din opțional - necesară.

Diversificarea capacităților de producție a energiei electrice din surse regenerabile

Deși o mare parte din energia electrică furnizată în România provine din hidrocentrale, nu se poate susține că producerea de energie și pe această cale este tot timpul constantă. În condițiile unor episoade de secetă din ce în ce mai frecvente, riscul funcționării hidrocentralelor la capacitate redusă crește. Apare astfel necesarul diversificării mijloacelor de producere a energiei din surse regenerabile, care

poate fi obtinut prin instalarea in zonele favorabile a unor parcuri fotovoltaice. Ca un exemplu, in lunile de iarna (in care precipitatiile atmosferice, aflate in stare solida, nu pot fi convertite in energie electrica), deficitul de energie hidroelectrica poate fi compensat prin functionarea la capacitate mare a unor parcuri fotovoltaice.

Amplasamentul parcului fotovoltaic (localitatea Cojani, judetul Gorj) prezinta conditii favorabile pentru realizarea unei asemenea investitii datorita:

- conditiilor excelente de captare a energiei solare;
- existentei spatiului disponibil;
- distantei suficiente fata de zonele locuite;
- existentei drumurilor de acces;
- proximitatii liniei electrice din cadrul SEN;
- sprijinului comunitatilor locale pentru proiect.

Alegerea locatiei din zona localitatii Cojani, judetul Gorj a fost influentata de mai multe variabile dintre care mai importante sunt:

- Caracteristicile reliefului corelate cu distributia radiatiilor. altitudinea, valoarea pantelor, orientarea versantilor sunt elemente de care s-a tinut cont in momentul planificarii parcului fotovoltaic, stabilindu- se amplasarea modulelor in zonele cele mai favorabile din acest punct de vedere.

Obiectivele stabilite prin strategia energetica se refera la integrarea energiei electrice din surse regenerabile de energie in structura sistemului energetic national, promovarea investitiilor private si facilitarea accesului pe piata energiei electrice din surse regenerabile de energie, asigurand independenta consumului energetic al economiei nationale.

Urmatoarele argumente sustin investitiile in parcuri fotovoltaice:

- Energia solara are un impact redus asupra mediului inconjurator si prin dezvoltarea de astfel de capacitati s-ar putea inchide din centralele ce folosesc combustibili fosili și chiar centralele nucleare.
- Echipamentele utilizate in construirea parcurilor fotovoltaice au o durata lunga de viata de minim 25 ani.
- Costurile de intratinere sunt relativ reduse
- Durata scurta de realizare
- Predictibilitatea energiei solare este destul de mare in comparatie cu energia eoliana.

2.1.2 Scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.

Având în vedere, specificul investiției, pentru prezentul proiect au fost analizate doua scenarii tehnico-economice, definite în funcție de numărul si tipul de panouri fotovoltaice și invertoare folosite, respectiv putere electrică instalată. Pentru aceste scenarii s-au realizat simulări cu privire la cantitatea de energie posibil a fi produsă în locația analizată.

- **Scenariul 1:** Centrala fotovoltaica cu o capacitate instalata de 14,060 MW+ capacitate de stocare 3,15 MWh.

Astfel, se consideră o capacitate instalata in invertore de 14,06 MW. Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit din TREI Centrale CEF Cojani 1 (5,180 MW), CEF Cojani 2 (5,180 MW) si CEF Cojani 3 (3,700 MW). CEF Cojani 1 va avea un număr de 9.856 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 120 de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2172 x 1303 x 30 mm și o greutate de aproximativ 31.0 kg. CEF Cojani 2 va avea un număr de 9.856 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1. CEF Cojani 3 va avea un număr de 7.040 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1.

- **Scenariul 2:** Centrala fotovoltaica cu o capacitate instalata de 14,060 MW + capacitate de stocare 3,15 MWh + optimizatoare

Optimizorul de putere (elementul suplimentar al scenariului 2 comparativ cu scenariul 1) este un convertizor DC/DC care se conectează la fiecare doua module solare fotovoltaice, transformându-l astfel în modul inteligent. Optimizatoarele de putere cresc producția de energie electrică a modulelor fotovoltaice prin monitorizarea permanentă a punctului de putere maximă (MPPT) a fiecărui modul în parte. În plus, optimizatorul de putere urmărește performanța fiecărui modul și comunică datele culese către platforma de supraveghere pentru a asigura o mentenanță performantă cu costuri scăzute. Fiecare optimizator este echipat cu funcția SafeDC care reduce în mod automat tensiunea de DC a modulelor la un nivel de securitate când inverterul nu funcționează sau este întreruptă alimentarea cu CA de la rețea.

Monitorizarea la nivel de modul a MPPT permite proiectarea unui sistem fotovoltaic flexibil, cu posibilitatea de a avea mai multe orientări ale modulelor aceluiși șir, șirurile să conțină diferite tipuri de module fotovoltaice, cu înclinări diferite sau cu lungimi diferite ale șirurilor.

În sistemele fotovoltaice, fiecare modul are punctul de putere maximă care îi este propriu. În timpul utilizării, diferențele dintre module sunt inevitabile. În sistemele care nu folosesc optimizatoare de putere, modulul cu putere mai mică reduce puterea tuturor modulelor din șir la nivelul acestuia.

Cu acest sistem fiecare modul produce la putere maximă și sunt eliminate pierderile de putere datorate diferențelor dintre module.

Cauzele care pot duce la diferențe de putere dintre module:

- diferență de putere datorată toleranței de fabricație care poate fi de $\pm 3\%$
- murdărie, umbrire, frunze
- îmbătrânire inegală a panourilor

Cele două scenarii au fost analizate comparativ, întreaga analiză reducându-se la o serie de indicatori financiari, prin comparația acestora rezultatul fiind că scenariul 1 este superior din punct de vedere tehnic și financiar.

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

Provocari precum cresterea dependentei de importuri, diversificarea limitata, preturi ridicate si volatile la energie, cresterea cererii mondiale de energie, riscurile de securitate care afecteaza tarile producatoare si pe cele de tranzit, amenintarile crescande pe care le reprezinta schimbarile climatice, decarbonizarea, progresul lent spre eficienta energetica, provocarile care decurg din ponderea tot

mai mare a energiei regenerabile, precum si nevoia de o mai mare transparenta si de o mai buna integrare si interconectare pe pietele de energie, constituie principalele elemente ce domina contextul actual.

1. Din punct de vedere socio-economic, intre conditiile relevante in Romania, precum si specific in regiunea SUD-VEST OLTENIA mai exact jud. Gorj, localitatea Cojani, in care este localizat prezentul proiect de investitie, sunt incluse:

- **Dinamica demografica** – populatia este una imbatranita, mai ales in zonele rurale, exista o rata scazuta de natalitate, s-a manifestat si se manifesta tendinta crescanda de parasire a localitatilor rurale, existand o preferinta catre mediul urban, fiind pregnantă chiar si tendinta de parasire a regiunii si a tarii pentru conditii mai bune de trai. Totaodata se constata o crestere a nivelului saraciei, o rata ridicata a abandonului scolar, un procent ridicat de populatie roma afectata de saracie etc.
- **Cresterea PIB estimata** conform urmatoarelor prognoze:

Valoarea PIB in regiunea SUD-VEST OLTENIA

- miliarde lei, preturi curente –

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
PIB total economie	1190.3	1317.3	1440.1	1560.1	1678.6
Regiunea Sud - Vest Oltenia	91.4	100.7	109.5	117.8	125.8
Dolj	29.7	32.8	35.9	38.8	41.8
Gorj	18.6	20.5	22.1	23.6	25.1
Mehedinți	10.0	11.0	12.0	12.8	13.7
Olt	15.6	17.2	18.7	20.0	21.3
Vâlcea	17.4	19.2	20.9	22.4	24.0

Tabel nr. 1 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

PIB pe locuitor, pe județe și regiuni

- euro/locuitor –

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
PIB total economie	12643	13888	15086	16244	17375
Regiunea Sud - Vest Oltenia	9882	10848	11758	12611	13440
Dolj	9854	10793	11745	12647	13540
Gorj	12379	13563	14617	15585	16552
Mehedinți	8708	9567	10375	11149	11875
Olt	8286	9149	9941	10662	11338
Vâlcea	10281	11282	12181	13039	13860
Regiunea Sud - Vest Oltenia	9882	10848	11758	12611	13440

Tabel nr. 2 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Evolutia PIB pe regiuni

- modificări procentuale față de anul anterior, % -

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
------------	------	------	------	------	------

Total economie					
Produsul intern brut	7.0	4.6	5.3	5.0	4.5
din care, valoarea adăugată brută în:					
- industrie	5.9	4.4	5.3	5.0	3.9
- agricultură	20.3	3.1	3.0	2.7	2.0
- construcții	0.2	9.0	11.2	9.2	7.5
- servicii	6.8	4.3	4.7	4.7	4.5
Regiunea Sud - Vest Oltenia					
Produsul intern brut	7.3	4.2	4.7	4.3	3.8
din care, valoarea adăugată brută în:					
- industrie	7.6	4.3	5.0	4.5	3.4
- agricultură	20.6	3.1	3.7	2.9	1.5
- construcții	1.8	7.7	8.9	6.4	6.7
- servicii	6.1	3.6	3.9	3.9	3.7

Tabel nr. 3 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Evoluția PIB pe județe

- modificări procentuale față de anul anterior, % -

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
PIB total economie	7.0	4.6	5.3	5.0	4.5
Regiunea Sud - Vest Oltenia	7.3	4.2	4.7	4.3	3.8
Dolj	6.8	4.2	5.4	5.0	4.5
Gorj	7.2	3.8	4.0	3.5	3.3
Mehedinți	7.4	3.9	4.4	4.2	3.4
Olt	8.8	4.5	4.6	4.0	3.3
Vâlcea	7.0	4.3	4.5	4.3	3.8
Regiunea Sud - Vest Oltenia	7.3	4.2	4.7	4.3	3.8

Tabel nr. 4 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

- **Condițiile pieței muncii** – în contextul unei populații îmbătrânite, a natalității scăzute, a exodului de tineri, în piața muncii nu există prea multe opțiuni și nici prea diversificate, condițiile fiind unele dificile, ce contribuie la extinderea fenomenului de sărăcie
- **Tendința somajului** – Există somaj pe termen lung ridicat, o rată crescută a somajului în rândul tinerilor, incluziune redusă pe piața muncii, care contribuie la extinderea fenomenului de sărăcie.

Șomeri înregistrați, la sfârșitul anului

- mii persoane –

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
Total economie	265.0	258.0	255.0	247.0	238.0
Regiunea Sud - Vest Oltenia	40.0	39.0	38.5	37.5	36.1

Dolj	16.1	15.9	15.8	15.6	15.2
Gorj	4.3	4.1	4.0	3.8	3.6
Mehedinți	6.2	6.1	6.0	5.8	5.5
Olt	8.3	8.2	8.1	7.9	7.5
Vâlcea	5.1	4.7	4.6	4.4	4.3

Tabel nr. 5 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Rata șomajului înregistrat

- % -

Indicatori	2021	2022	2023	2024	2025
Total economie	3.0	2.9	2.8	2.6	2.5
Regiunea Sud - Vest Oltenia	4.8	4.7	4.5	4.3	4.1
Dolj	5.8	5.6	5.5	5.2	5.1
Gorj	3.4	3.3	3.2	3.1	3.0
Mehedinți	5.7	5.6	5.5	5.3	5.2
Olt	5.2	5.0	4.8	4.6	4.4
Vâlcea	3.3	3.0	2.8	2.5	2.3

Tabel nr. 6 Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza profil teritorial ianuarie 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Astfel, cele mai importante trei consecințe ale problemelor sociale la nivel regional, având și un profund caracter economic, sunt:

- diminuarea calitatii vieții,
- scăderea siguranței și securității sociale și
- reducerea coeziunii sociale.

Planul de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTENIA 2021 – 2027 (PDR SUD-VEST OLTENIA) considera drept „bogațiile naturale” ca premise importante în dezvoltarea economică, **nominalizând resursele regenerabile de energie și cu precădere energia solară ca având potențial ridicat din punct de vedere al rentabilității economice**, urmată de biomasa, și de potențialul hidroenergetic.

2. Din punct de vedere politic și instituțional, sunt relevante **Politicele economice și planurile de dezvoltare, care să răspundă nevoilor identificate.**

Politicele economice și planurile de dezvoltare, care să răspundă nevoilor identificate.

În acest sens, subliniem:

La 14 iulie 2021, Comisia a adoptat un pachet de propuneri intitulat „Realizarea obiectivelor Pactului verde european”, cu scopul de a reduce emisiile cu cel **puțin 55 % până în 2030**, comparativ cu nivelurile din 1990, și de a face ca UE să devină neutră din punctul de vedere al emisiilor de CO₂ până în 2050. Acest pachet amplu constă într-o revizuire a tuturor actelor UE existente privind clima și energia, inclusiv a Directivei privind energia din surse regenerabile [COM(2021)0557], a Directivei privind eficiența energetică [COM(2021)0558] și a Directivei privind impozitarea energiei [COM(2021)0563], precum și în noi propuneri, cum ar fi Regulamentul privind instalarea infrastructurii pentru combustibili alternativi (COM(2021)0559), Inițiativa

ReFuelEU în domeniul aviației [COM(2021)0561] și Inițiativa maritimă FuelEU [COM(2021)0562].

Contextul în care este propusă investiția actuală vizează, în primul rând, eficiența energetică, sursele regenerabile de energie, respectiv reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

În consecință, pentru a garanta îndeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, până la data de 31 decembrie 2018. Proiectele PNIESC stabilesc obiectivele și contribuțiile naționale la realizarea obiectivelor UE privind schimbările climatice. În România propriul proiect PNIESC (2021-2030) a fost aprobat prin Hotărârea de Guvern 1.076 din 4 octombrie 2021.

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/68/politica-energetica-principii-generale>

Contribuția României la atingerea țintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul de mai jos:

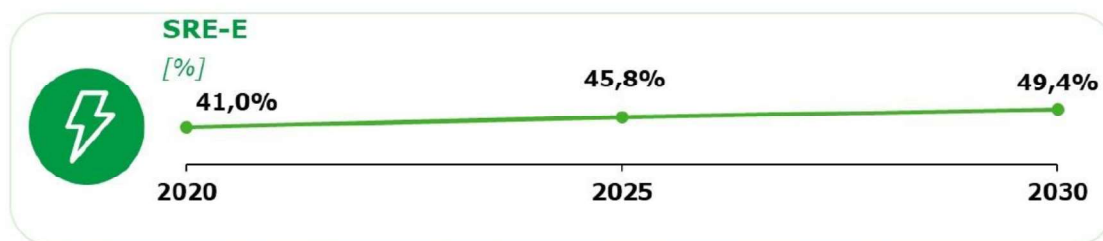


Figura nr. 1 Traiectoria orientativă a ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie electrică, 2021 - 2030

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesare a fi instalate sunt:

a) Eolian:

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

b) Solar:

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

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,

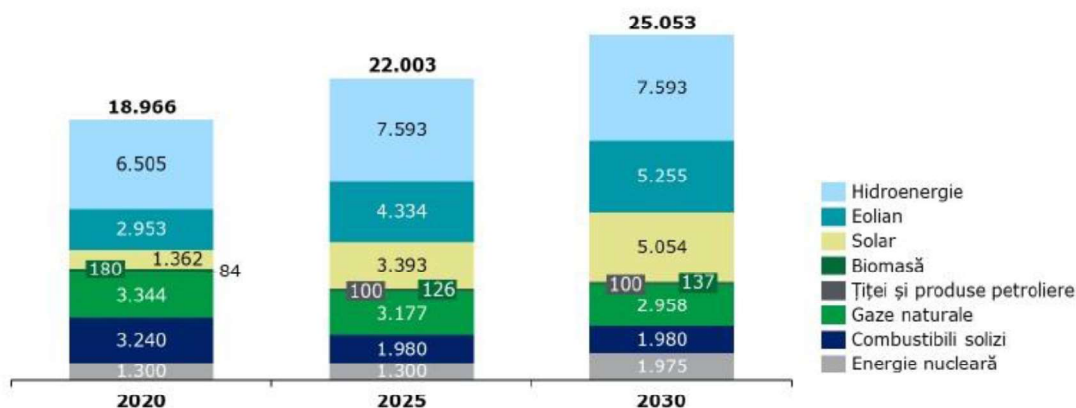


Figura nr. 2 Traiectoria orientativă a capacității nete instalate, pe surse, [MW]

- **Inițiativa emblematică „Accelerarea” din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă** – a creat premisele pentru o accelerare a tranziției verzi
- **Directiva 2018/2001/UE a Parlamentului European și a Consiliului, privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (reformare), Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare) etc** contribuie la contextul actual de promovare a utilizării energiei din surse regenerabile

Relevante sunt și **Aspectele politice și instituționale**, inclusiv politicile economice existente și planurile de dezvoltare, între care mai sunt de menționat și:

- Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050
- Strategia de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTEA 2021-2027
- Planul de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTEA 2021-2027 (PDR SUD-VEST OLTEA)
- Strategia națională privind promovarea egalității de șanse între femei și bărbați și prevenirea și combaterea violenței domestice pentru perioada 2018-2021
- Strategia națională “O societate fără bariere pentru persoanele cu dizabilități”
- Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă a României Orizonturi 2013-2020-2030

Contextul se dovedește a fi unul favorabil din toate punctele de vedere, potrivit celor menționate anterior.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Prezentul proiect de investiții constă în valorificarea potențialului fotovoltaic din zona localității Cojani, Jud. Gorj, prin instalarea a 26752 module fotovoltaice de către SERG COMPANY SRL cu o capacitate instalată de 14.06 MW curent alternativ și un sistem de stocare o capacitate de 3.15 MWh.

Ținta prezentului proiect constă în îmbunătățirea eficienței energetice prin valorificarea potențialului radiației solare existente în localitatea Cojani, Jud Gorj, îmbunătățirea calității mediului înconjurător prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Obiectivul principal al proiectului consta in realizarea de catre SERG COMPANY SRL a unei investitii intr-o capacitate de productie de energie electrica din surse regenerabile – Centrala electrica fotovoltaica (C.E.F.) cu o capacitate instalata de 14,06 MW, cu includerea unei instalatii de stocare (I.S.) a energiei electrice, in localitatea Cojani, jud. Gorj.

2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii

A. Prezentare generală a pieței de energie electrică din România

Romania este a doua cea mai mare economie din CEE, cu investiții străine directe în creștere și perspective solide de viitor.

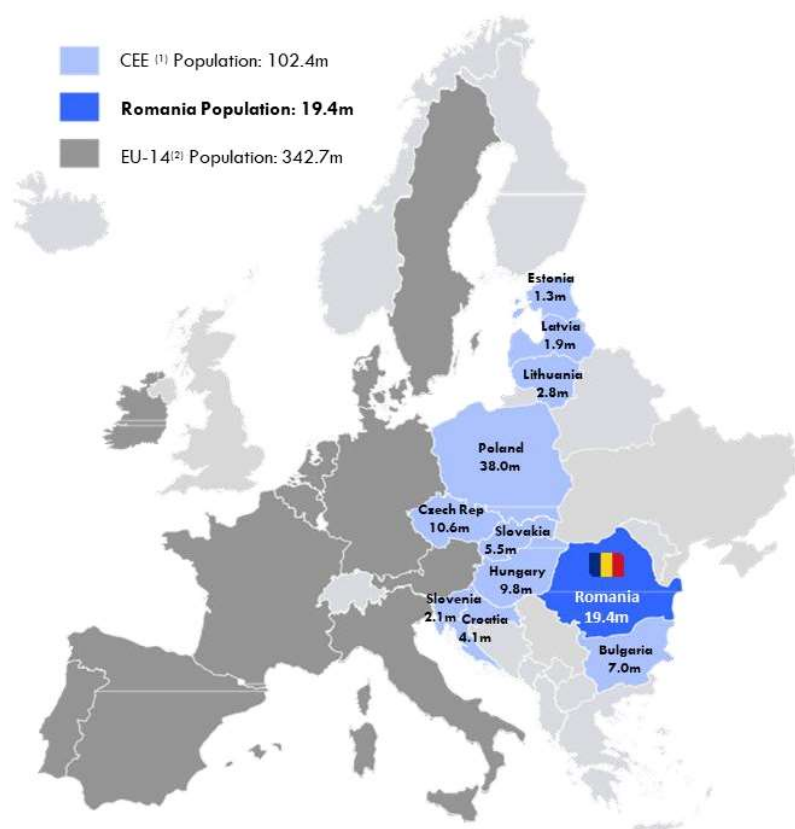


Figura nr. 3 Large and Attractive Market: Romania 2nd Largest Country In CEE After Poland

Note: (1) CEE defined as Romania, Bulgaria, Hungary, Poland, Czech Republic, Croatia, Estonia, Latvia, Lithuania, Slovakia and Slovenia (2) EU-14 defined as Belgium, Denmark, Germany, Ireland, Greece, Spain, France, Italy, Luxembourg, the Netherlands, Austria, Portugal, Finland, Sweden

Sursa: Eurostat, European Commission - European Economic Forecast, Winter 2021 (Feb 2021), European Commission, Transparency International, World Bank, Bloomberg

A.1 Structura pieței

Sectorul energetic este o prioritate pentru economia și politica de securitate a României. Țara trece încet de la cărbune la gaz, nuclear, hidro și alte energii regenerabile. Piața de energie electrică din România este concurențială, complet liberalizată, care separă operatorii integrați pe verticală, dar producția în scădere și deficitul comercial în creștere.

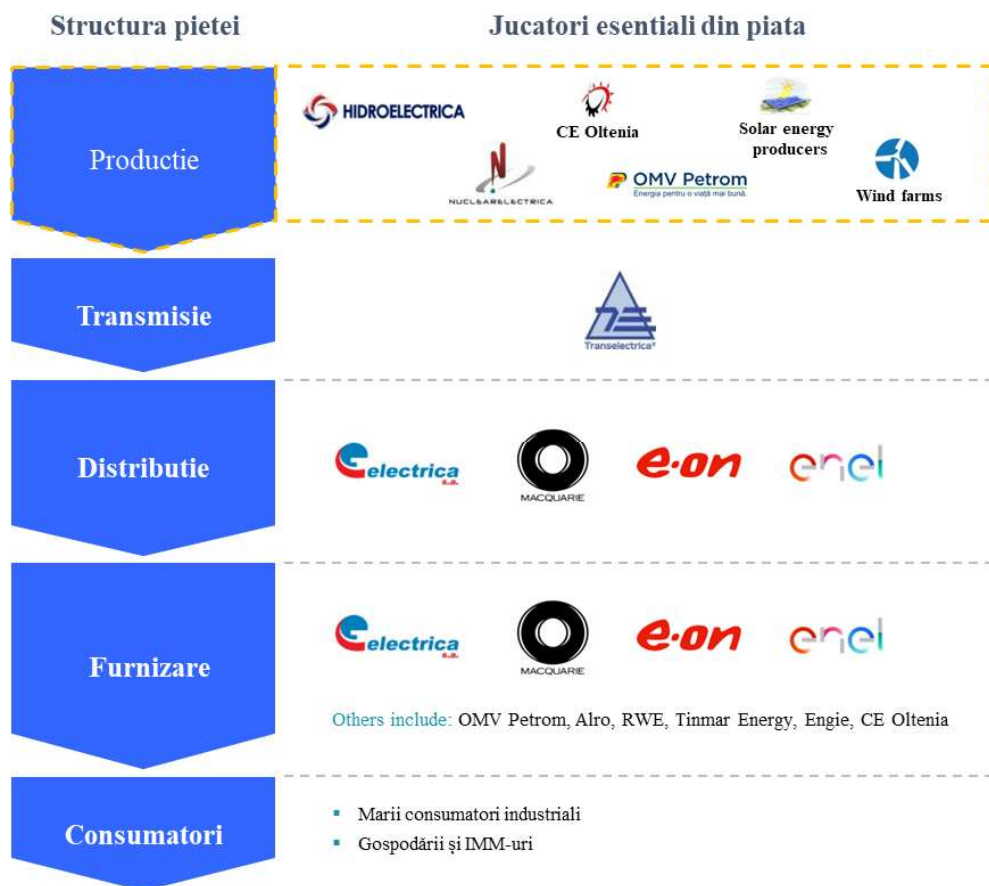


Figura nr. 4 Jucatori esentiali din piata de energie electrica din Romania, sursa: ANRE, Transelectrica, Rapoarte anuale

Productie

Principalele companii de producere a energiei electrice sunt de stat:

- Centrala nucleara de la Cernavoda (2x700 MW capacitate instalata pentru unitatile 1+2, asigurand aproximativ 20% din mixul energetic total - <https://www.nuclearelectrica.ro/cne/en/>),
- 208 hidrocentrale și centrale de pompare – 6.444 GW putere instalată asigurând peste 25% din mixul energetic (<https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/home>), și
- Șase centrale pe cărbune – 2 cu Complexul Energetic Hunedoara, aflat în prezent în insolvență, furnizând 1-3% din mixul energetic național, și 4 cu Complexul Energetic Oltenia, care asigură 20% din producția națională de energie electrică.

Transmiterea Energiei

Sistemul de transport al energiei electrice din România și sistemul de interconectare cu țările învecinate este administrat și operat de compania majoritară de stat Transelectrica SA. De asemenea, gestionează funcționarea pieței, dezvoltarea rețelei și a infrastructurii pieței și securitatea sistemului național de transport de energie. (<https://www.transelectrica.ro/en/web/tel/home>).

Furnizarea și distribuția energiei

Până la sfârșitul anului 2020, cinci furnizori majori de energie electrică erau activi în România:

- ◆ CEZ (în prezent Macquarie Infrastructure and Real Assets – MIRA)
- ◆ Enel Energie
- ◆ E.On
- ◆ Enel Energie Muntenia
- ◆ Electrica, acoperind diferite regiuni.

În iulie 2021 existau **176 de furnizori licențiați de gaz și furnizori de energie electrică licențiați**, dintre care 14 erau licențiați pentru ambii.

Mixul de energie electrică al României este unul dintre cele mai echilibrate din UE, cărbune, hidroenergie, gaze fosile, energia nucleară și energia eoliană având cote comparabile de capacitate și producție de energie.

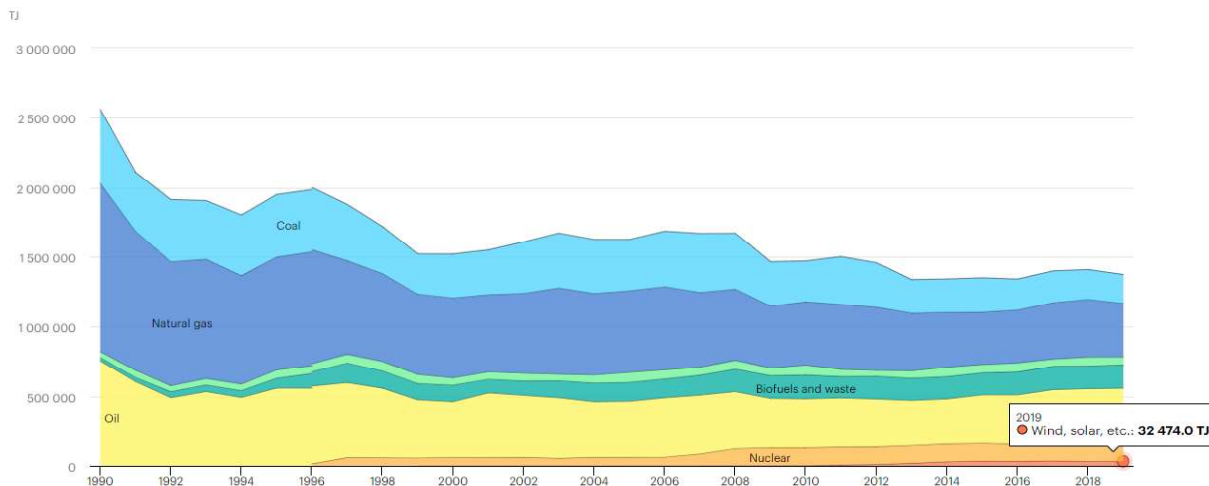


Figura nr. 5 Furnizarea totală de energie (TES) după sursă, România 1990-2019, sursa: IEA World Energy Balances [<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-statistics-and-balances>]

În 2019, peste **nouă milioane de utilizatori** au fost conectați la rețelele electrice prin intermediul a opt operatori de sisteme de distribuție autorizați (54,72% în zonele urbane):

- ◆ e-Distribuție Muntenia
- ◆ e-Distribuție Banat
- ◆ e-Distribuție Dobrogea
- ◆ Distribuție Energie Oltenia
- ◆ Grila Delgaz
- ◆ SDEE Muntenia Nord
- ◆ SDEE Transilvania Nord
- ◆ SDEE Transilvania Sud).

A.2 Producție – Consum / Import – Export de energie electrică

Producția de energie electrică în România a crescut cu 5,3% în 2021 la 59 TWh, cu 38% din termică, 29% din hidro, 19% din nuclear, 11% din eolian și 3% din solar, în timp ce importurile de energie electrică au crescut cu 6,7%, până la 8,1 TWh, potrivit Institutului Național de Statistică al țării.

Din analiza **activității comerciale transfrontaliere cu energie electrică**, prezentate în tabelul următor, se constată o intensificare în anul 2020, comparativ cu anul anterior, atât pe partea de export (cu cca. 29%), cât și pe cea de import (cu cca. 45,6%).

Tranzacții export/import	2017	2018	2019	2020
Export				
Volum (GWh)	6.548	5.479	3.550	4.584
Preț mediu (lei/MWh)	189,7	193,66	195,62	181,80
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	804	1.399	990	1.194
Preț mediu (lei/MWh)	178,25	180,19	179,13	178,30
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	-	-	10,34	200
Preț mediu (lei/MWh)	-	-	203,47	219,03
Import				
Volum (GWh)	3.654	2.934	5.068	7.377
Preț mediu (lei/MWh)	242,53	248,66	273,07	223,01
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	2.031	1.123	1.733	1.399
Preț mediu (lei/MWh)	252,70	253,40	285,58	199,13
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	-	-	19,84	240
Preț mediu (lei/MWh)	-	-	196,09	212,30

Tabel nr. 7 Raport anual ANRE 2020 sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale/>]

Pe ansamblu, se poate constata faptul că, începând cu anul 2019, România și-a schimbat poziția de exportator net în regiune, devenind importator net, cu o evoluție descendentă semnificativă a soldului export – import, așa cum rezultă din analiza valorilor prezentate în continuare:

SOLD (Export – Import)	2017	2018	2019	2020
Volum (GWh)	2.894	2.545	-1.518	-2.792

Tabel nr. 8 Raport anual ANRE 2020 sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale/>]

In UE Energia electrica este consumată de diferite sectoare ale economiei: gospodării (adică energia consumată în locuințele cetățenilor), transport (de exemplu, feroviar, rutier, aviație internă sau transport interioară), industrie, servicii (inclusiv servicii comerciale și publice) și agricultură și silvicultură.

Analizând care sectoare din UE consumă cea mai mare cantitate de energie electrica, am indentificat faptul ca sectorul industrial (32 % din consumul final de energie) a consumat cea mai mare energie

în 2020, urmat de sectorul transporturilor (26 %), **gospodării (25 %)**, servicii (12 %) și agricultura și silvicultura (3 %).

În UE, **consumul principal de energie electrică în gospodării** (sectorul rezidențial) este pentru:

- ♦ **încălzirea locuințelor - 63,6 %**
- ♦ **încălzirea apei - 14,8 %**
- ♦ **iluminat și majoritatea aparatelor electrice - 14,1 %**
- ♦ **gătit - 6,1 %**
- ♦ **răcirea spațiului - 0,4 %**
- ♦ **alte utilizari - 1,0 %.**

Încălzirea spațiului și a apei reprezintă, în consecință, 78,4 % din energia finală consumată de gospodării în UE.

Structura pieței cu amănuntul de energie electrică din punct de vedere al **consumului final de energie electrică** pe categorii de clienți finali și regim de furnizare, este prezentată în evoluție pentru perioada 2015-2020.

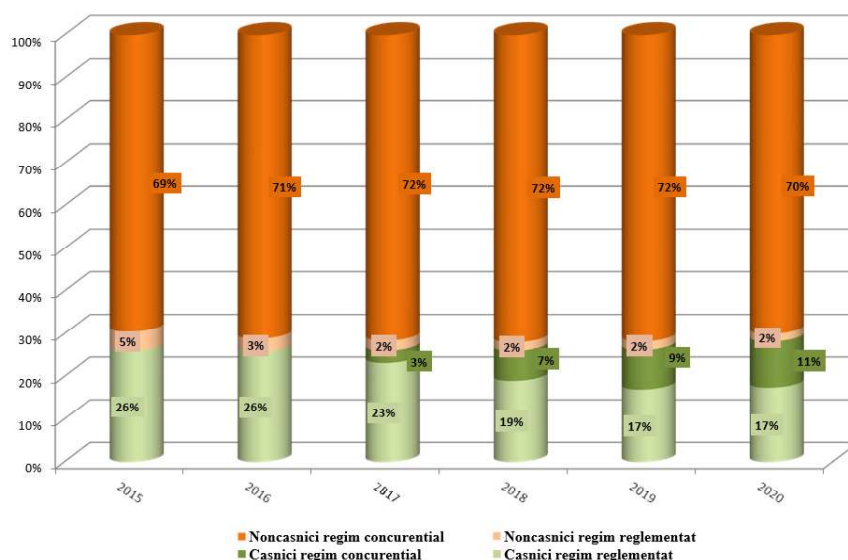


Figura nr. 6 Evoluția structurii consumului de energie electrică furnizată clienților finali casnici și noncasnici cu separarea pe regim de furnizare (reglementat sau concurential) 2015-2020, sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>].

Consumul de energie pe cap de locuitor în România este de aproximativ 1,7 tep (2020), ceea ce este cu 44% sub media UE, iar consumul de energie electrică se ridică la 2.500 kWh/cap (53% sub media UE).

Consumul de energie electrică este într-o creștere ușoară din anul 2000 (cu aproximativ 1%/an în medie, în afară de 2009 și 2013, până în 2018). Acesta a rămas stabil în 2019 și a scăzut cu 3,4% la 48 TWh în 2020.

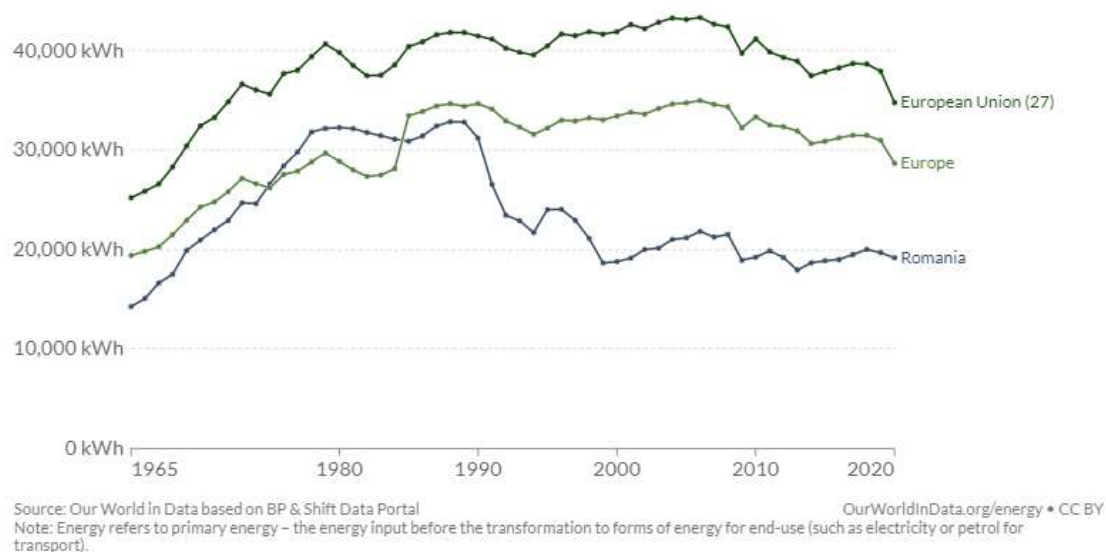


Figura nr. 7 Utilizarea energiei electrice pe cap de locuitor [<https://ourworldindata.org/energy/country/romania>]

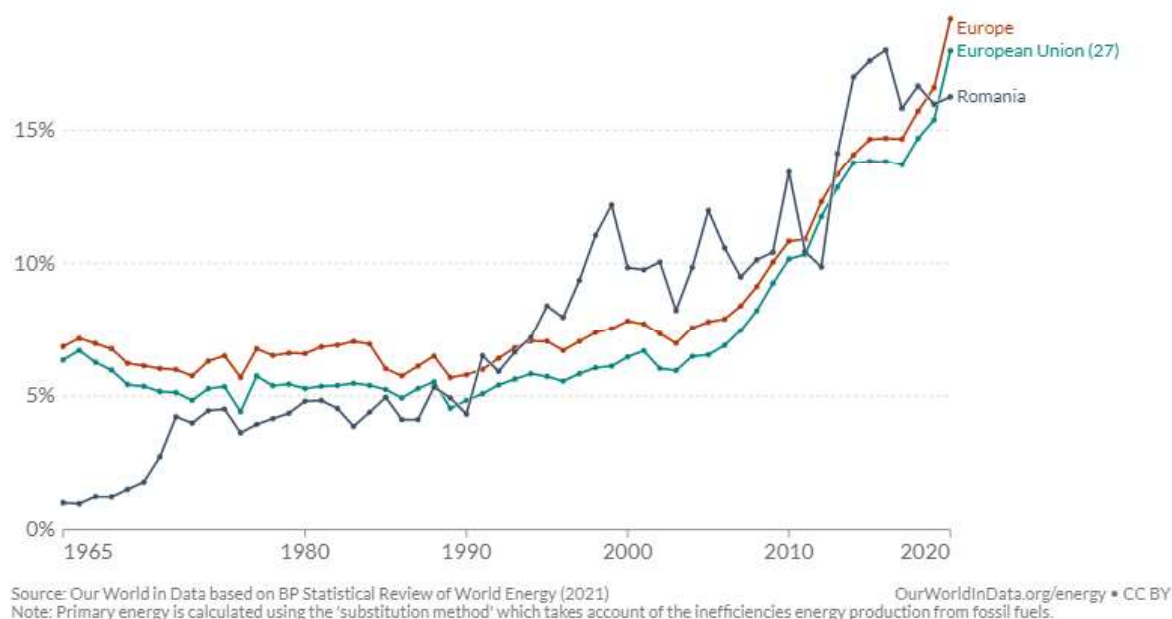


Figura nr. 8 Ponderea energiei primare din surse regenerabile, [<https://ourworldindata.org/energy/country/romania>]

B. Piața energiei electrice din surse regenerabile din România

În 2020, la nivelul UE, sursele de energie regenerabilă au reprezentat 39 % din energia electrică și au depășit pentru prima dată combustibilii fosili (36 %) ca principală sursă de energie. În plus, 25 % din electricitate provine de la centrale nucleare. Dintre sursele regenerabile, cea mai mare pondere a energiei electrice a provenit din turbinele eoliene (14 %), hidrocentrale (13 %), biocombustibili (6 %) și energia solară (5 %).

Se așteaptă ca peste 650 de gigawați (GW) de energie regenerabilă intermitentă, inclusiv eoliană și solară, să fie dezvoltați din 2021 până în 2035. Energiile regenerabile intermitente vor reprezenta aproximativ 60% din capacitatea totală instalată în Europa în 2035, comparativ cu aproximativ 35 procente în 2021.

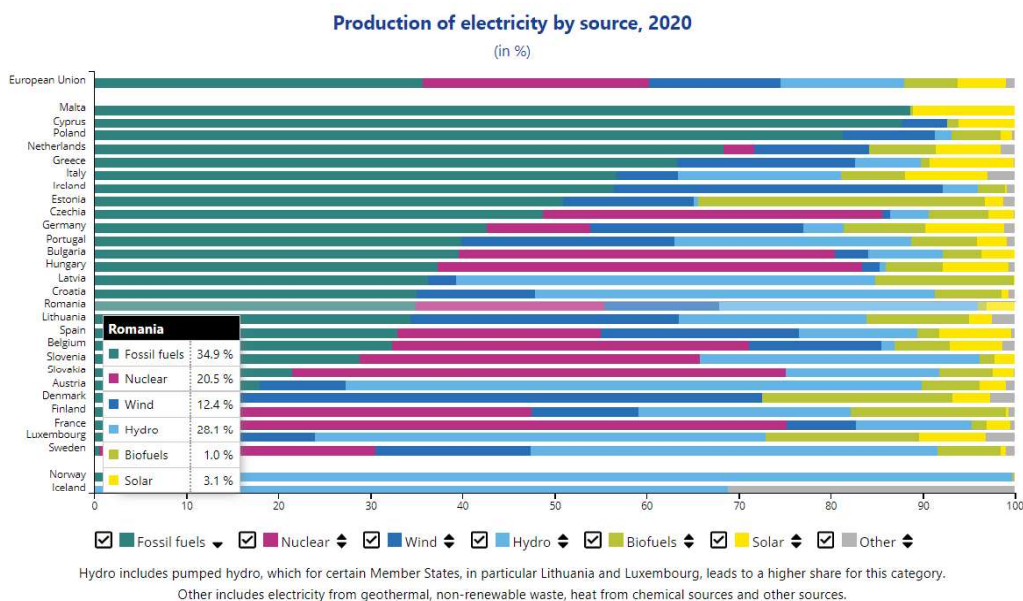


Figura nr. 9 Bilanțuri energetice complete, Eurostat [<https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/bookmark/d9edf51f-af56-42e2-a7f5-c8debed97494?lang=en>]

Potrivit **Agenției Internaționale pentru Energii Regenerabile**, România instalase aproximativ 1,38 GW de energie solară la sfârșitul anului 2019. Este de așteptat ca țara să devină **hubul eolian și fotovoltaic al Uniunii Europene**, cu astfel de centrale instalate în toată țara.

Distribuția potențialul energetic al surselor regenerabile reflectă disponibilitatea regională a principalelor tipuri de resurse:

1. Delta Dunării (solar);
2. Dobrogea (eoliană și solară);
3. Moldova (microhidrocentrale, eoliană și biomasă);
4. Carpați (microhidrocentrale, biomasă);
5. Transilvania (microhidrocentrale);
6. Câmpia de Vest (geotermală);
7. Subcarpați (solar, biomasă și microhidrocentrale);
8. Câmpia Română (biomasă, solar și geotermală).

Majoritatea regiunilor pot integra cu ușurință parcuri adiționale, datorită condițiilor generoase de mediu. România are un potențial energetic din surse regenerabile semnificativ și diversificat (eolian, solar, hidroenergetic, geotermal și biomasă), determinat de condițiile favorabile de mediu (relief și climă).

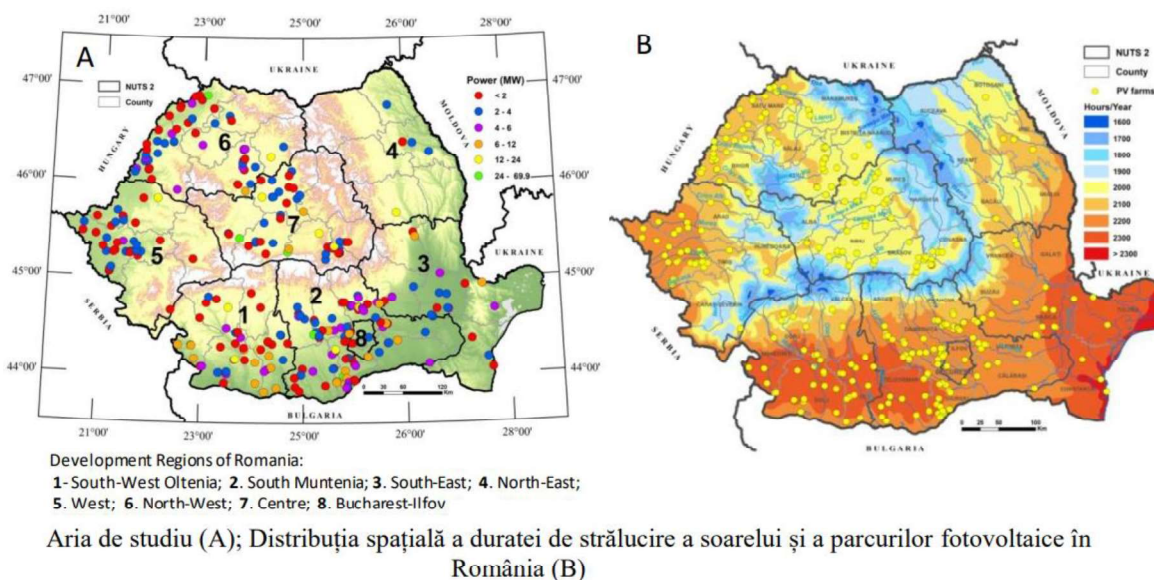


Figura nr. 10 Extras din *Holistica impactului surselor regenerabile de energie asupra mediului și climei, raport științific și tehnic – Raport 2021* [<https://cmu-edu.eu/horesec/wp-content/uploads/sites/17/2021/04/RAPORTARE-STIINTIFICA-anul-2021.pdf>]

Capacitatea totală instalată se ridică la **3036.2 MW eolian** și **1538.2 MW solar**. Datorită condițiilor eoliene favorabile, Dobrogea domină harta României în ceea ce privește capacitatea eoliană instalată, captând aproape 2.500 MW din totalul de 3.000 MW instalați.

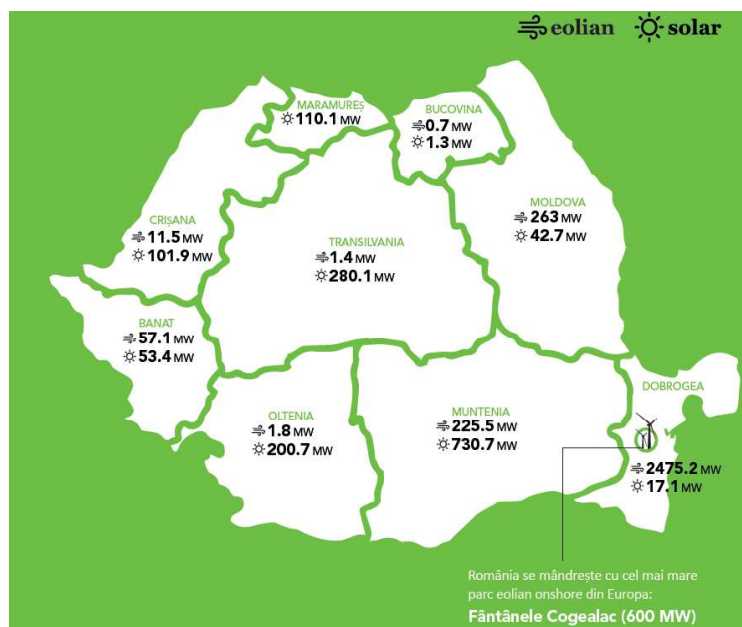


Figura nr. 11 *Cod de Bune Practici pentru Energia Regenerabilă în România* [<https://rwea.ro/wp-content/uploads/2021/05/Cod-de-Bune-Practici-pentru-Energia-Regenerabila-in-Romania.pdf>]

Conform **Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC)**, România se angajează la instalarea unei capacități suplimentare de 6,9 GW de energie eoliană și solară până în 2030 față de cele curente de 4,5 GW. România are astfel potențialul de a deveni un lider al dezvoltării SRE în Europa Centrală și de Est. Potrivit planului, investițiile totale

necesare pentru acest proces de transformare se ridică la mai mult de 22 mld EUR (incluzând investițiile în rețea și unele capacități convenționale), un ordin amplu care transformă investițiile în energie curată într-un pilon al dezvoltării economice și al strategiei industriale.

Pentru a îndeplini acest obiectiv planul propune instalarea următoarelor capacități intermediare în perioada 2021-2030:

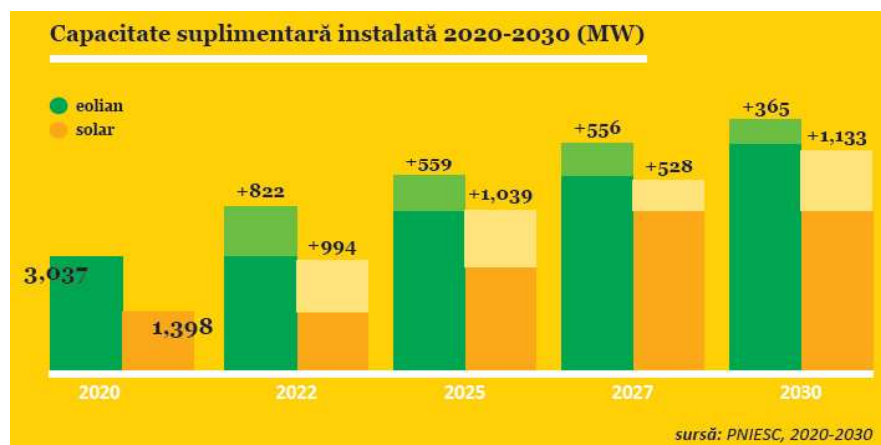


Figura nr. 12 Cod de Bune Practici pentru Energia Regenerabilă în România [<https://rwea.ro/wp-content/uploads/2021/05/Cod-de-Bune-Practici-pentru-Energia-Regenerabila-in-Romania.pdf>]

Există cinci obiective naționale luate în considerare în **PNIESC**, cu ținte estimate pentru 2030:

- ◆ decarbonizare - scăderea emisiilor de GES cu 40% (consumul din surse regenerabile de energie – 34%, față de 24% ca obiectiv 2020 și îndeplinit din 2017)
- ◆ eficiență energetică (îmbunătățire cu 32,5%)
- ◆ securitate energetică
- ◆ piața internă de energie
- ◆ cercetare, inovare și competitivitate (interconectarea pieței de energie – 15%).

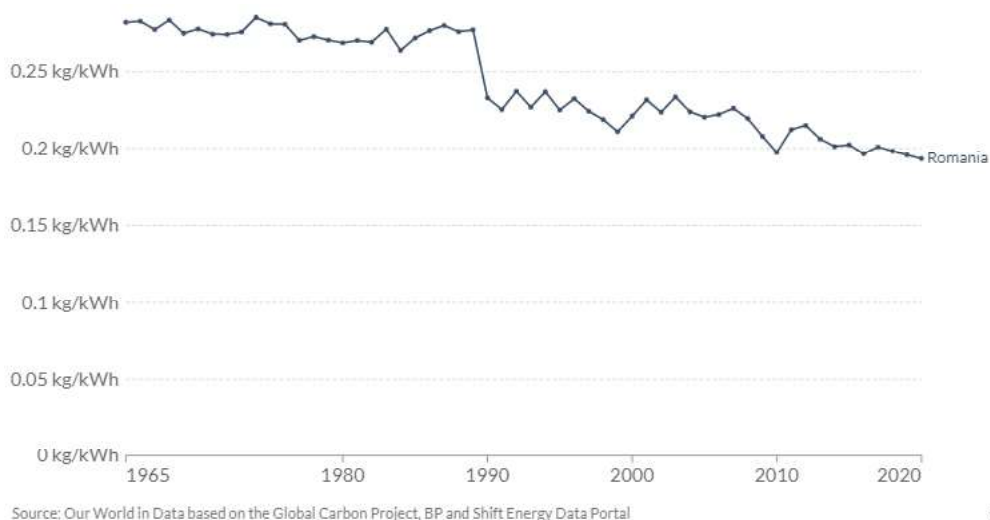


Figura nr. 13 Intensitatea carbonului în producția de energie [<https://ourworldindata.org/energy/country/romania>]

Intensitatea energetică – prezentată în graficul de mai sus – este o măsură importantă pentru a monitoriza dacă România înregistrează progrese în reducerea emisiilor. Cealaltă parte cheie a acestei ecuații este intensitatea carbonului: cantitatea de CO₂ emisă per unitate de energie.

Putem reduce emisiile prin (1) utilizând mai puțină energie; **și/sau (2) folosind energie cu emisii reduse de carbon.** Această măsurătoare de mai sus monitorizează a doua opțiune. Pe măsură ce trecem mixul nostru energetic către surse cu emisii reduse de carbon (**cum ar fi sursele regenerabile** sau energia nucleară), cantitatea de carbon pe care o emitem per unitate de energie ar trebui să scadă. Graficul arată intensitatea carbonului – măsurată în kilograme de CO₂ emise per kilogram de echivalent petrol consumat.

De unde și nevoia crescândă pentru utilizarea surselor regenerabile în vederea unei intensități de carbon mai scăzută.

Pe lângă capacitățile noi, investitorii pot lua în considerare și re-tehnologizarea unor parcuri existente în următorul deceniu, aproximativ 3 GW de vânt, precum și aproape 1,5 GW de energie fotovoltaică.

La sfârșitul anului 2020, Comisia Europeană a comunicat evaluarea Planurilor Naționale, iar recomandarea pentru România este de a-și crește nivelul DE la 30,7% la cel puțin 34%. Este însă posibil ca acest procent să devină și mai ridicat deoarece România va trebui să își ajusteze planul național până în 2023 pentru a reflecta noul obiectiv european de reducere cu cel puțin 55% a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Atât producția, cât **și consumul de energie din surse regenerabile sunt în creștere în UE**, dar este necesară continuarea eforturilor dacă se dorește îndeplinirea obiectivelor UE privind energia din surse regenerabile fixate, și anume ca ponderea acestui tip de energie în consumul final să ajungă la la cel puțin 27 % până în 2030. Dacă UE dorește să își reducă emisiile de gaze cu efect de seră pentru a respecta Acordul de la Paris privind schimbările climatice, încheiat în 2015, este esențial să se utilizeze mai multă energie din surse regenerabile. De asemenea, creșterea utilizării energiei din surse regenerabile ar putea reduce dependența UE de combustibilii fosili și de importurile de energie, contribuind astfel la securitatea aprovizionării sale cu energie. Sunt disponibile mai multe programe de finanțare naționale și ale UE pentru a încuraja producerea și utilizarea energiei din surse regenerabile.

C. Analiza evoluției pretului

La nivelul U.E., în a doua jumătate a anului 2021, prețurile la energie electrică de uz casnic, inclusiv taxe, au fost cele mai ridicate în Danemarca (34 EUR la 100 kWh), Germania (32 EUR la 100 kWh), Belgia și Irlanda (ambele 30 EUR la 100 kWh), în timp ce cele mai mici prețuri au fost înregistrate în Ungaria (10 EUR la 100 kWh) și Bulgaria (11 EUR la 100 kWh). Comparativ România s-a situat în jurul valorii de 16 EUR la 100 kWh.

Electricity and gas prices in the European Union, 2nd semester 2021

(in euro per 100kWh)



Figura nr. 14 Prețurile energiei electrice pentru consumatorii casnici – date bianuale 2021, Eurostat [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_custom_24113/bookmark/table?lang=en&bookmarkId=0c14f0fb-c715-42b9-94be-11e391055986]

In ultimi doi ani, pretul energiei electrice in Romania a crescut insa foarte mult pe fondul opririi producatorilor de energie ce utilizeaza combustibil solid datorita conditiilor de mediu si de asemenea datorita cresterii consumului.

In tabelul urmator sunt prezentate preturile medii ponderate si cantitatile tranzactionate lunar pe *Piata pentru ziua urmatoare* din Romania. Se observa o crestere accentuata in ultimul an a pretului de la aprox 60 Euro/MWh in Apr 2021 la 180 Euro/MWh in Apr.2022.

An-Luna	Preț mediu ponderat (EUR/MWh)	Volumul (MWh)
20-May	25.24	1,981,283.70
20-Jun	30.92	1,995,348.60
20-Jul	37.49	1,854,758.10
20-Aug	38.39	1,852,589.40
20-Sep	46.45	1,723,075.70
20-Oct	43.14	1,983,775.00
20-Nov	50.47	1,787,996.00
20-Dec	60.84	2,117,993.70
21-Jan	57.70	2,471,038.00
21-Feb	49.57	2,254,539.00
21-Mar	55.21	2,481,785.00
21-Apr	63.81	2,438,233.00
21-May	59.80	2,366,562.00
21-Jun	76.70	2,176,474.00
21-Jul	95.62	1,988,075.00
21-Aug	114.87	1,844,117.00
21-Sep	135.13	1,763,745.00
21-Oct	197.61	1,925,064.50
21-Nov	219.61	1,910,586.60
21-Dec	237.15	2,239,931.20
22-Jan	197.96	2,620,819.60
22-Feb	191.25	2,282,471.30

22-Mar	281.68	2,035,757.40
22-Apr	179.47	2,007,699.50
In medie, pentru ultimele 24 luni	106.09	2,087,654.93

Tabel nr. 9 Analiza evoluției pretului (EUR/MWh) și volumului de energie (MWh), sursa: OPCOM [<https://www.opcom.ro/>]

Acest lucru releva cât de necesare sunt dezvoltările de noi capacități de producție a energiei, mai ales în zona regenerabilă, pentru a putea acoperii cererea de energie și a opri creșterea pretului acesteia.

C. Evoluția indicatorilor macroeconomici relevanți și a altor factori care influențează consumul de energie electrică.

Cei mai importanți indicatori macroeconomici cu impact asupra consumului de energie electrică sunt: evoluția populației estimate, evoluția PIB, evoluția construcțiilor, evoluția industriei, evoluția resurselor și a consumului energetic.

C.1 Populația estimată

- ◆ **19530631 locuitori, la 1 ianuarie 2018 (populație rezidentă);**
- ◆ **Densitatea populației rezidente: 81,9 locuitori / km², la 1 ianuarie 2018.**

La 1 ianuarie 2018, populația rezidentă a României a fost de 19530,6 mii locuitori, din care 10,0 milioane femei (51,1%). Valorile negative ale sporului natural, conjugate cu cele ale soldului migrației internaționale, au făcut ca populația rezidentă a țării să se diminueze, în perioada 1 iulie 2015 – 1 ianuarie 2018, cu 291,6 mii persoane.

Populația rezidentă, pe sexe, grupe de vârstă și medii, la 1 iulie				
	2015 ¹⁾	2016	2017	2018 ²⁾
Total	19822250	19706529	19591668	19530631
Pe sexe				
Masculin	9681656	9628271	9579992	9553249
Feminin	10140594	10078258	10011676	9977382
Pe grupe de vârstă				
0-14 ani	3077282	3061624	3055366	3052479
15-59 ani	12002941	11826308	11657910	11577004
60 ani și peste	4742027	4818597	4878392	4901148
Pe medii				
Urban	10671868	10585664	10519506	10503470
Rural	9150382	9120865	9072162	9027161

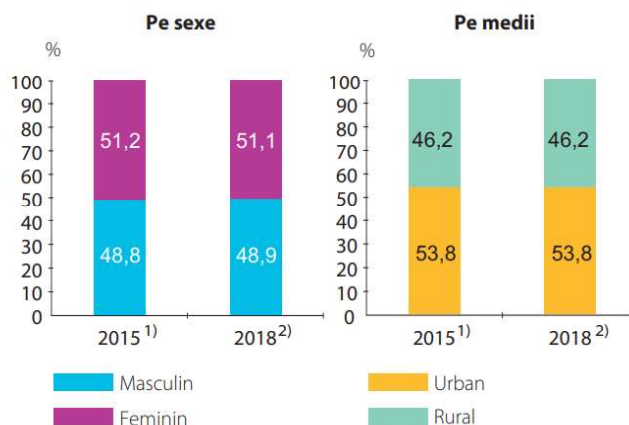
¹⁾ Date revizuite conform Calendarului de revizuirii al INS.

²⁾ La 1 ianuarie.

Tabel nr. 10 România în cifre, INSSE [https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/romania_in_cifre_2019_2.pdf]

La 1 ianuarie 2018, populația rezidentă din mediul urban era de 10,5 milioane persoane, reprezentând 53,8% din populația țării.

Populația rezidentă



¹⁾ La 1 iulie.

²⁾ La 1 ianuarie.

Figura nr. 15 Romania in cifre, INSSE
[https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/romania_in_cifre_2019_2.pdf]

Populația activă – ocupată și categoriile de persoane ce rezidă din aceste statistici oferă indicii despre viitorul cererii de energie electrică casnică vs. non-casnică / rezidențială vs. non-rezidențială.

	- mii persoane -					
	2020*	2021*	2022	2023	2024	2025
Populația activă totală	8,147.5	8,214.7	8,255	8,315	8,355	8,400
- populația activă în vârstă de muncă (15-64 ani)	8,088.0	8,124.5	8,160	8,205	8,240	8,275
Populația inactivă totală	10,341.6	10,861.0	10,715	10,565	10,425	10,285
- populația inactivă în vârstă de muncă (15-64 ani)	4,522.8	4,260.7	4,077	3,901	3,730	3,568
Populația ocupată totală	7,650.5	7,755.5	7,810	7,880	7,955	8,015
- populația ocupată în vârstă de muncă (15-64 ani)	7,591.5	7,667.6	7,712	7,787	7,870	7,935
- Salariați	6,495.9	6,584.4	6,690	6,825	6,975	7,095
- Alte categorii de populație ocupată	1,154.7	1,171.1	1,120	1,055	980	920
Șomeri BIM	497.0	459.2	445	435	400	385

* Începând cu anul 2021 a intrat în vigoare un nou regulament-cadru privind statisticile europene referitoare la persoane și gospodării, bazate pe datele la nivel individual colectate din eșantioane (Regulamentul (UE) 2019/1700 al Parlamentului European și al Consiliului din 10 octombrie 2019). Din acest motiv o parte dintre indicatorii publicați pentru anii 2020 și 2021 au ca sursă site-ul Eurostat iar o altă parte au fost calculați de către CNSP.

Tabel nr. 11 Evoluția principalilor indicatori privind forța de muncă, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primvară 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

Consumul de energie electrică, mai ales la nivel rezidențial poate fi influențat pe termen lung și de nivelul salarial al populației. Astfel cu cât câștigul mediu net lunar va evolua mai pozitiv cu atât este de așteptat ca grija pentru consumul de energie electrică să fie mai mică, numărul electrocasnicelor în gospodărie să crească, cu toate că și eficiența energetică a acestora se poate îmbunătăți.

	2021	2022	2023	2024	2025
--	------	------	------	------	------

Câștigul salarial mediu net lunar					
Regiunea Nord - Est	89.5	89.6	89.6	89.6	89.6
Regiunea Sud - Est	86.3	86.3	86.3	86.3	86.3
Regiunea Sud Muntenia	89.7	89.6	89.0	88.6	88.2
Regiunea Sud – Vest Oltenia	87.8	87.6	88.0	88.4	88.9
Regiunea Vest	95.7	95.8	95.9	96.0	96.1
Regiunea Nord - Vest	93.2	93.4	93.8	94.0	94.3
Regiunea Centru	91.6	91.4	91.8	92.3	92.7
Regiunea București - Ilfov	132.1	131.9	131.3	130.6	130.0

Tabel nr. 12 Disparități regionale castig salarial, Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025 sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

C.2 PIB

Evoluția PIB pe ramuri de activitate majore oferă o perspectivă privind consumul energiei electrice pe viitor.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
PRODUSUL INTERN BRUT - mld. lei	1,058.90	1,181.90	1,327.90	1,460.70	1,581.80	1,700.30
- creștere reală, %	-3.7	5.9	2.9	4.4	4.8	4.5
din care, valoarea adăugată brută în:						
- Industrie	-4.5	5.0	1.5	4.5	4.8	4.0
- Agricultură, silvicultură, pescuit	-14.9	13.5	-0.4	5.1	2.7	2.0
- Construcții	9.3	-1.7	5.7	8.4	9.2	7.5
- Servicii	-3.6	6.1	3.4	3.9	4.5	4.5

Tabel nr. 13 Prognoza evoluție PIB, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primăvară 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Industria	20.3	21.2	23.2	23.3	23.2	23.1
Agricultură, silvicultură, pescuit	4.0	4.3	4.2	4.2	4.1	4.0
Construcții	6.6	6.6	6.9	7.2	7.6	7.8
Total servicii	59.8	58.2	56.2	55.8	55.5	55.5
Impozite nete pe produs	9.4	9.7	9.6	9.6	9.6	9.6
PRODUS INTERN BRUT	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Tabel nr. 14 Prognoza evoluție PIB, pe ramuri, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primăvară 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

	2021	2022	2023	2024	2025
Produsul intern brut pe locuitor					
Regiunea Nord - Est	62.9	62.8	62.5	62.3	62.1
Regiunea Sud - Est	82.5	82.9	82.9	83.0	82.8
Regiunea Sud Muntenia	77.2	77.3	77.4	77.5	77.6
Regiunea Sud – Vest Oltenia	78.2	78.1	77.9	77.6	77.4
Regiunea Vest	102.6	102.4	102.2	102.0	101.8
Regiunea Nord - Vest	91.0	90.8	90.5	90.3	89.9
Regiunea Centru	95.3	94.8	94.4	94.1	93.7

Regiunea București - Ilfov	225.2	224.1	223.8	223.6	224.3
----------------------------	-------	-------	-------	-------	-------

Tabel nr. 15 Disparități regionale PIB, Proiecția principalilor indicatori economico – sociali în PROFIL TERITORIAL 2021 - 2025
sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză [https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/]

C.3 Construcții

Volum lucrări de construcții pe elemente de structura, în mod deosebit cel al construcțiilor noi – rezidențiale indică o cerere viitoare permanentă de energie electrică necesară pe piață, spre deosebire de volumul construcțiilor de reparații sau întreținere spre exemplu. Revenirea ritmului de construcții noi va pune presiune pe energia electrică atât ca volum, cât și ca infrastructura necesară, acoperirea necesarului din surse regenerabile fiind cu atât mai importantă asigurând sustenabilitate consumului pe termen lung.

- modificare procentuală față de anul anterior, % -

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Construcții total, din care	15.9	-0.6	6.4	8.4	9.2	7.5
<i>pe elemente de structură:</i>						
Lucrări de construcții noi	9.3	5.9	4.1	9.2	10.1	8.5
Lucrări de reparații capitale	46.0	-22.6	15.6	6.1	6.8	4.2
Lucrări de întreținere și reparații curente	24.4	-7.9	9.9	7.2	7.6	5.7

Tabel nr. 16 Evoluția lucrărilor de construcții pe elemente de structură, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primvară 2022 [https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/]

Volum lucrări de construcții pe tipuri de construcții

- modificare procentuală față de anul anterior, % -

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Construcții total, din care	15.9	-0.6	6.4	8.4	9.2	7.5
<i>pe tipuri de construcții:</i>						
a) Clădiri	13.6	4.6	8.0	6.6	6.9	6.2
Clădiri rezidențiale	17.8	28.0	7.4	7.0	7.3	6.8
Clădiri nerezidențiale	10.9	-11.4	8.6	6.2	6.6	5.7
b) Construcții ingineresti	18.5	-6.2	4.6	10.6	11.8	8.9

Tabel nr. 17 Evoluția lucrărilor de construcții pe tipuri de construcții, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primvară 2022 [https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/]

C.4 Industrie

Putem considera că o intensificare a producției industriale va solicita cu atât mai mult o cerere de energie electrică mai mare, industria fiind unul dintre contributorii masivi ai PIB. Asigurarea acestui necesar din surse regenerabile este asadar preocuparea de bază a viitorului.

- modificare procentuală față de anul anterior, % -

	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Industrie-total, din care:	-9.2	7.1	2.3	4.5	4.7	3.8
a) Industrie extractivă	-9.9	-2.3	-1.4	-0.9	-0.3	-0.5
Extracția cărbunelui superior și inferior	-31.8	19.0	-2.4	-1.7	-1.3	-2.8
Extracția petrolului brut și a gazelor naturale	-8.8	-1.6	-4.6	-2.1	-1.7	-1.1

Extracția minereurilor metalifere	-10.0	7.6	1.8	0.9	-0.8	-1.3
Alte activități extractive	-3.4	-2.2	2.0	0.8	1.6	0.6
Activități de servicii anexe extracției	-18.7	-8.6	7.3	1.5	2.3	0.2
b) Industrie prelucrătoare	-10.2	7.0	3.8	5.1	5.6	4.6
Industria alimentară	-3.1	5.0	7.2	2.6	3.9	3.2
Fabricarea băuturilor	-2.5	3.0	1.9	4.5	5.3	4.8
Fabricarea produselor din tutun	-1.4	0.6	2.8	1.3	2.2	1.8
Fabricarea produselor textile	-9.4	3.9	-2.0	2.9	3.8	3.2
Fabricarea articolelor de îmbrăcăminte	-27.0	-8.5	-1.9	3.2	3.5	3.1
Tăbăcirea și finisarea pieilor	-30.4	1.7	5.9	2.5	3.3	2.7
Prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn	-11.3	0.4	-0.6	2.8	3.7	2.4
Fabricarea hârtiei și a produselor din hârtie	-6.6	12.0	1.4	2.5	3.3	3.0
Tipărirea și reproducerea pe suporturi a înregistrărilor	-16.9	2.1	14.3	5.6	4.5	3.7
Fabricarea produselor de cocserie, prelucrarea țiteiului	-12.8	-3.4	-7.2	3.9	3.0	2.6
Fabricarea substanțelor și a produselor chimice	7.2	-0.2	-10.2	6.2	4.6	4.1
Fabricarea produselor farmaceutice	5.0	-4.8	1.1	3.5	4.0	3.7
Fabricarea produselor din cauciuc și mase plastice	-5.8	11.2	1.0	5.3	5.0	3.9
Fabricarea altor produse din minerale nemetale	-1.5	6.2	11.3	5.3	3.4	2.1
Industria metalurgică	-11.4	12.6	-2.1	4.1	3.3	2.2
Industria construcțiilor metalice	-8.2	12.2	2.8	4.6	5.4	3.9
Fabricarea calculatoarelor și a produselor electronice și optice	-0.7	11.1	1.1	4.9	5.5	4.0
Fabricarea echipamentelor electrice	-0.3	13.6	3.9	5.4	6.2	4.8
Fabricarea de mașini, utilaje și echipamente	-17.2	14.4	5.7	6.2	7.1	6.5
Fabricarea autovehiculelor de transport rutier	-16.4	5.8	5.6	7.8	8.8	7.6
Fabricarea altor mijloace de transport	-12.7	15.9	8.4	6.2	6.5	5.8
Fabricarea de mobilă	-16.4	8.1	-4.0	1.9	2.6	1.9
Alte activități industriale n.c.a.	-3.7	6.5	12.0	4.4	5.0	4.3
Repararea, întreținerea și instalarea mașinilor și echipamentelor	-29.0	-2.8	27.8	3.1	3.8	2.9
c) Producția și furnizarea de energie electrică și termică	-2.7	11.3	-4.8	2.1	0.5	-0.4
Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă, aer condiționat	-2.7	11.3	-4.8	2.1	0.5	-0.4

Tabel nr. 18 Prognoza evoluție producție industrială, pe ramuri, Proiecția principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2025, sursa: Comisia Națională de Strategie și Prognoză, prognoza de primvară 2022 [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

C.5 Evoluția resurselor și a consumului energetic

- modificare procentuală anuală -

Indicatori	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
------------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

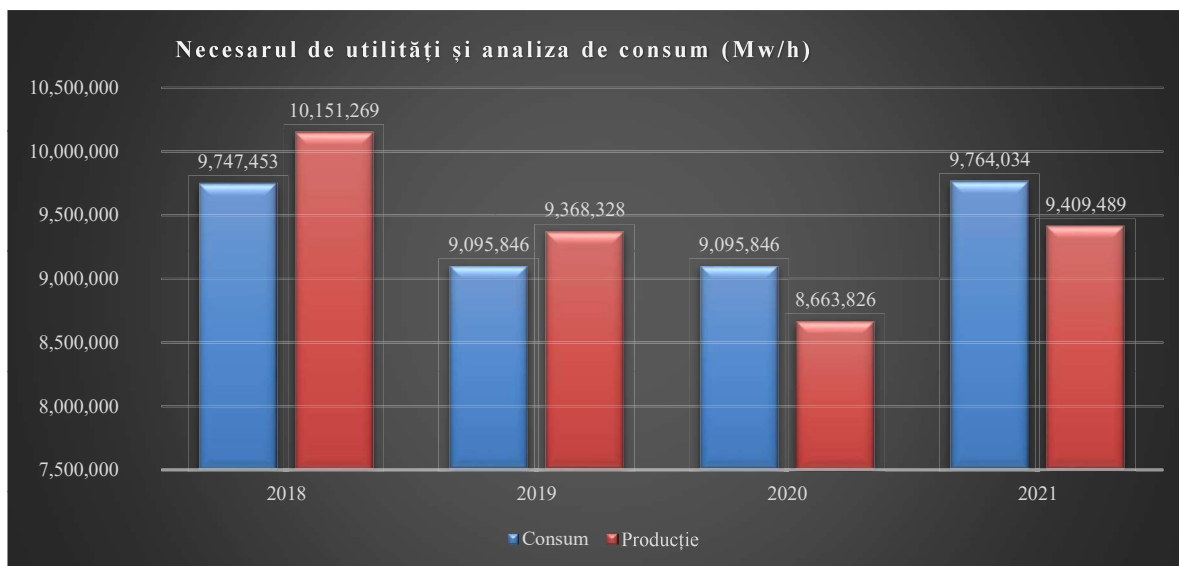
1. RESURSE ENERGETICE	2.8	-0.3	2.0	-6.2	3.4	-0.3	2.3	2.2	1.7
1.1. Resurse de energie primară, din care:	2.2	-0.4	2.5	-6.3	3.5	-0.4	2.4	2.2	1.8
1.1.1. Producție, din care:	2.5	-1.7	-1.8	-8.9	1.9	2.0	1.9	1.6	1.2
Cărbuni	5.5	-10.1	-2.2	-34.0	16.5	10.1	8.1	4.4	1.1
Gaze naturale utilizabile	9.5	-0.5	-3.4	-10.7	-1.1	1.9	2.1	2.4	2.6
Țitei	-4.5	-1.6	0.0	-3.1	-4.1	-2.3	-2.3	-2.3	-2.3
Energie hidroelectrică, eoliană și fotovoltaică	-10.5	8.6	-6.2	-0.7	5.6	3.6	3.9	4.1	4.4
Energie nucleareoelectrică	2.0	-1.1	2.0	1.4	-1.6	1.0	0.0	0.0	0.0
Lemn de foc (inclusiv biomasă)	-0.4	-3.4	0.4	-1.6	3.9	-0.7	0.0	0.0	0.1
Alte resurse	2.8	27.3	0.9	40.0	0.1	-0.5	0.2	0.2	0.2
1.1.2. Import, din care:	3.7	4.2	12.3	-11.9	13.3	-2.3	3.4	3.6	2.9
Cocs	-5.9	-5.2	10.4	-16.4	25.6	-7.6	1.0	0.5	0.0
Cărbuni	-1.7	-10.4	34.0	-40.0	10.7	2.8	-0.1	1.5	1.2
Gaze naturale	-19.0	26.8	76.9	-20.0	68.0	-19.6	-6.2	-4.6	-7.7
Țitei	3.8	6.6	4.8	-18.4	-2.3	6.4	6.5	6.3	5.7
Produse petroliere	13.5	0.3	-0.8	7.5	19.1	2.1	2.0	1.7	1.3
Energie electrică	2.6	-19.7	73.9	48.7	6.7	-43.0	25.1	20.1	16.7
Alți combustibili	28.4	-23.2	18.3	-0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1.1.3. Stoc la începutul anului	-6.4	-10.9	-9.8	61.9	-23.8	-8.2	0.0	0.0	0.0
1.2. Stoc de energie în transformare	21.0	3.6	-11.1	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2. DESTINAȚII	2.8	-0.3	2.0	-6.2	3.4	-0.3	2.3	2.2	1.7
2.1. Consum intern, din care:	5.5	0.4	-1.5	-2.6	2.3	2.0	2.2	2.0	1.5
2.1.1. Consumul în sectorul energetic	3.3	-7.4	-5.0	0.9	-4.1	0.4	0.8	0.2	0.0
2.1.2. Pierderi	-5.0	0.4	-10.7	-2.8	0.3	-1.0	-0.8	-0.8	-0.8
2.1.3. Disponibil pentru consumul final	6.2	1.4	0.0	0.1	2.7	2.1	2.6	2.5	2.0
2.1.3.1. Consumul neenergetic	-6.5	-5.0	11.6	13.7	-0.7	0.4	1.3	1.1	1.0
2.1.3.2. Consumul final energetic, din care:	4.3	1.5	1.1	-1.5	4.2	2.2	2.6	2.5	2.1
2.1.3.2.1. Consumul populației	3.6	0.9	-0.3	3.3	1.0	0.3	0.3	0.3	0.3
2.1.3.2.2. Consumul din economie, din care:	4.6	1.7	1.8	-3.8	5.9	3.1	3.7	3.6	2.9
- industrie	1.8	3.8	-0.1	-4.3	6.7	2.2	2.9	2.7	1.6
- construcții	-1.1	-4.3	13.2	10.0	-4.2	6.2	5.2	4.5	3.1
- agricultură, silvicultură, pescuit	8.8	14.3	-1.6	-4.7	7.6	0.8	1.2	1.1	0.7
- transporturi și comunicații	7.6	-0.7	3.9	-3.0	6.0	4.5	5.1	5.0	4.4
- alte ramuri ale economiei	4.0	1.4	0.1	-7.1	4.7	1.2	1.9	1.9	1.7
2.2. Export	-5.2	3.1	-1.3	-15.2	17.9	-13.5	4.8	4.7	4.5
2.3. Stoc la sfârșitul anului	-5.8	-10.3	39.5	-19.0	-5.5	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabel nr. 19 Prognoza echilibrului energetic, Comisia Nationala de Prognoza [<https://cnp.ro/prognoze-ale-echilibrului-energetic/>]

Toate datele prezentate în paragrafele următoare sunt culese de pe site-ul de statistică INSSE.RO .
Estimările realizate au la bază metode și tehnici de previziune statistică.

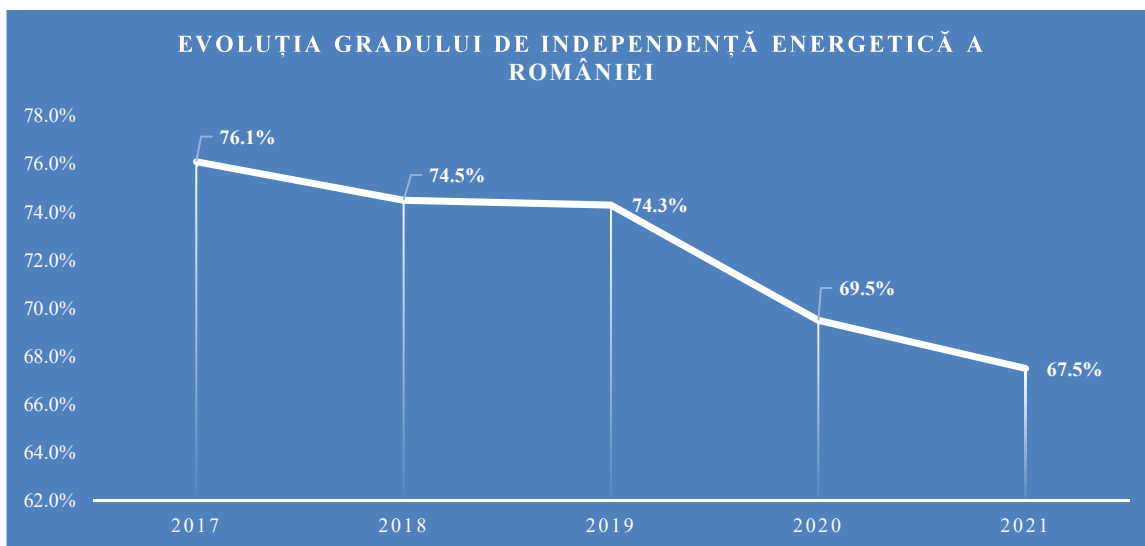
Necesarul de utilități și analiza de consum – nivel macroeconomic

În tabelul următor se regăsește necesarul de utilități respectiv analiza de consum a României în intervalul 2018- 2021. Se poate observa ca anual, necesarul de utilități este de peste 9 milioane Mw/h, producția variind între 10,1 milioane Mw/h n anul 2018 și 9,4 milioane Mw/h în anul 2021.



Grafic nr. 1 Sistemulenergetic.ro

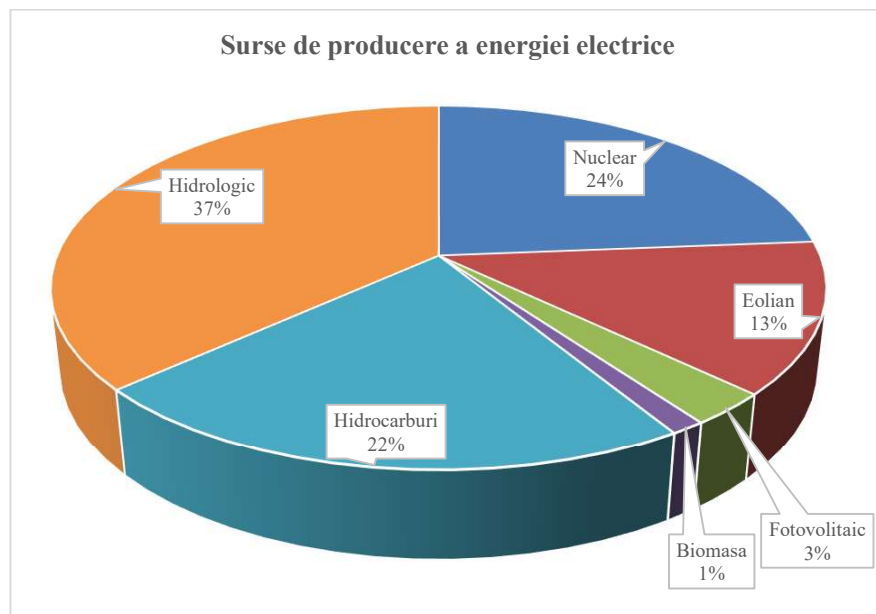
Principala problemă în cazul energiei electrice nu o reprezintă discrepanța dintre energia produsă și cea consumată (acestea fiind relativ similare) ci gradul de independență energetică a țării. Conform datelor prezentate de INSSE.RO, gradul de independență energetică este în scădere, de la 76,1% în anul 2017 la aproximativ 67,5% în anul 2021.



Grafic nr. 2 INSSE.RO

Soluții pentru asigurarea utilităților necesare:

În tabelul următor se regăsesc sursele de producere a energiei electrice din România. După cum se vede, principala sursă o reprezintă energia hidrologică, urmată de cea nucleară și de cea bazată pe hidrocarburi, toate 3 surse convenționale.



Grafic nr. 3 Sistemulenergetic.ro

Energia fotovoltaică are o pondere mai degrabă neînsemnată, doar 3% din necesarul național fiind generat din acest tip de energie. Astfel, în vederea creșterii gradului de independență energetică se poate considera faptul că proiectul de față este util, **cei 318.633 MWh** (18 ani) ce vor fi comercializați în perioada de operare a infrastructurii, ca urmare a implementării proiectului contribuind atât la creșterea ponderii energiei regenerabile curate în producția națională de energie precum și în ameliorarea gradului de independență energetică al României.

În România, implementarea energiilor regenerabile, cu o atenție deosebită pentru energia fotovoltaică, are o evoluție normală, având în vedere următoarele:

- Iradierea: în unele zone ale țării, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate crește până la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor față-verso cu tracker monoaxial;
- O mulțime de terenuri perfect plane care sunt neutilizate datorita clasei scăzute de fertilitate;
- Prezența, în multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune în apropiere sau la sol (facilitarea conectării la rețeaua electrică națională);
- Tehnologia fotovoltaică este relativ simplă în comparație cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atât în ceea ce privește instalarea, cât și întreținerea ordinara/extraordinară;
- Prețul tehnologiei relative, în special costul panourilor fotovoltaice a scăzut (aproximativ 30% față de 2012);
- A existat o creștere/îmbunătățire a tehnologiei referitoare la construcția panourilor: a) eficiența policristalinului, b) creșterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 660 Wp), c) panouri cu două fețe pe tracker mono-axial versus mono-facial;
- România, ca și alte țări în curs de dezvoltare din Uniunea Europeană (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmează tendința altor țări europene mai industrializate (Germania, Franța și Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Dacă considerăm Italia ca punct de referință, care are 21.000 MW de energie fotovoltaică, șansa pentru creșterea numărului de centrale fotovoltaice și capacitatea relativă instalată în România (1.400 MW) este considerabilă în special a celor aflate în imediata apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea și construirea energiilor regenerabile în România datează din perioada de după 2012, susținută de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. În ultimii ani, conform detaliilor atașate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie regenerabilă. În ceea ce privește resursa eoliană, investitorii au fost CEZ, Enel, Martifer, Energia de Portugal.

Toate centralele de energie regenerabilă, care vor fi implementate în următorii câțiva ani, nu vor beneficia de mecanismul certificatului verde (Ordonanța de urgență 88/2011 - modificare și completare a Legii 220 din 2008).

Având în vedere cele de mai sus, fondurile nerambursabile ale UE reprezintă un instrument fundamental pentru profitabilitatea sistemului și pentru fezabilitatea investiției.

Viitorii producători de energie vor vinde energie în următoarele moduri:

- Vânzarea cotei de energie pe piața OPCOM (decizia ANRE nr. 44/2007), pe Piața Ziua Următoare (PZU) și pe Piața de Echilibrare;
- Vânzarea de energie prin contract bilateral (acord direct între producător și consumatorul de energie la un preț negociat).

Conectarea la rețea pentru producătorii de energie regenerabilă se realizează conform Regulamentului privind racordarea la rețeaua electrică de interes public, apărut în Hotărârea de Guvern 90/2008. Producătorii de energie regenerabilă au acces prioritar la rețeaua de transport și distribuție, în cazul în care energia electrică este pre-contractată și vândută la preț reglementat. Operatorul de rețea aprobă conectarea la rețea în termen de 30 de zile de la formularea solicitării prin emiterea ATR-ului (Avis Tehnic de Racordare). Acesta stipulează condițiile tehnice pentru realizarea conectării la rețea. Următorii pași sunt: semnarea contractului de racordare între operator și producătorul de energie din surse regenerabile, reglementarea standardului de performanță, care se stabilește între operator și producător, punerea în funcțiune (PIF) a instalațiilor și conectarea la sistemul național.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Scopul principal al proiectului este de a aborda principalele provocări ale sectorului energetic din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi și a digitalizării sectorului energetic prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului.

Prin implementarea proiectului se vor atinge următoarele obiective:

1. Atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE)
2. 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
3. Creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
4. Creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară;

5. Atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
6. Creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

OBIECTIVUL GENERAL îl constituie:

Realizarea de către SERG COMPANY SRL a unei investiții într-o capacitate de producție de energie electrică din surse regenerabile – Centrala electrică fotovoltaică (C.E.F.) cu o capacitate instalată de 14,06 MW, cu includerea unei instalații de stocare (I.S.) a energiei electrice, în localitatea Cojani, jud. Gorj.

Descriere OBIECTIV GENERAL:

SERG COMPANY SRL propune prezenta ofertă în sectorul de energie curată și eficiența energetică, printr-un proiect de investiții într-o Centrală electrică fotovoltaică cu o capacitate instalată de 14,06 MW, cu includerea unei instalații de stocare a energiei electrice, în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul PNRR, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie solară.

Investiția SERG COMPANY SRL va fi situată în localitatea Cojani, jud. Gorj și va fi compusă din:

- 1 Centrală Electrică Fotovoltaică (CEF) alcătuită la rândul ei din structurile componente: panouri fotovoltaice, invertoare, transformatoare;
- 1 Instalație de stocare (IS).

CARACTERUL UNITAR AL PROIECTULUI:

În ceea ce privește caracterul unitar al proiectului precizăm că sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții. Astfel:

- a) Proiectul are un singur obiectiv general unic, clar definit în cele de mai sus.
- b) Echipamentele și instalațiile sale componente sunt interdependente din punct de vedere tehnic și funcțional și concluzionează în vederea atingerii obiectivului proiectului
- c) Funcționarea unitară a componentelor este justificată economic.

a) Proiectul are un singur obiectiv general unic, clar definit în cele de mai sus.

Prezenta investiție într-o Centrală electrică fotovoltaică cu o capacitate instalată de 14,06 MW, reprezintă o instalație complexă, unitară, inseparabilă care poate funcționa la parametrii proiectați doar în condițiile în care toate componentele sunt funcționale și interconectate.

Centrala Electrică Fotovoltaică din Cojani cu o capacitate instalată de 14,06 MW este constituită din 26.752 panouri fotovoltaice de 600 W și 76 Invertore cu o putere de 185 kW, panourile fotovoltaice fiind instalate pe structura fixă.

Funcționarea centralei este condiționată de buna funcționare a tuturor instalațiilor din fluxul tehnologic: energia razelor solare este transformată în energia electrică la tensiune continuă prin intermediul panourilor solare prevăzute cu celule fotovoltaice. Energia electrică este apoi transformată la tensiune alternativă prin invertoarele centralei, transportată printr-o rețea de cabluri la joasă tensiune în posturi de transformare MT/JT.

Energia electrică este transformată și transportată în cadrul parcului fotovoltaic prin transformatoare de putere (în cadrul posturilor de transformare MT/JT) și linii electrice în cablu la puncte de conexiune de MT racordate la sistemul electroenergetic național.

Sistemul de monitorizare, conducere operativă (SCADA) și măsurare a energiei electrice livrate este unitar și reprezintă o componentă esențială a centralei electrice. Având în vedere amplasamentul centralei pe o suprafață relativ întinsă este important sistemul de siguranță și securitate.

Lipsa ori avarierea oricărui element din fluxul de producție al centralei duce la oprirea funcționării acesteia.

b) Echipamentele și instalațiile sale componente sunt interdependente din punct de vedere tehnic și funcțional și concluzionează în vederea atingerii obiectivului proiectului

Elementele componente ale centralei electrice fotovoltaice sunt interdependente, respectiv indisponibilitatea unui element implică reducerea producției de energie electrică a centralei sau chiar întreruperea acesteia.

În vederea atingerii producției de energie electrică asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie să fie în bună stare de funcționare și interconectate în cadrul fluxului energetic.

În acest scop mentenanță preventivă și predictivă, corect aplicată, poate suplini cu succes mentenanță corectivă (fără a o înlocui total).

Subliniem rolul deosebit de important al sistemului de monitorizare și conducere operativă și al sistemului de măsurare în buna exploatare al centralei electrice.

Sistemul de siguranță și securitate deși nu este un element din fluxul tehnologic al centralei, este deosebit de important pentru buna desfășurare a activității (avarierea centralei prin vandalism / furt poate constitui un factor perturbator foarte grav).

c) Funcționarea unitară a componentelor este justificată economic

În vederea atingerii producției de energie electrică asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie să fie în bună stare de funcționare și interconectate în cadrul fluxului energetic.

Eficiența tehnico-economică susținută prin indicatorii calculați în Studiul de fezabilitate se atinge doar în cazul realizării concomitent și unitare a centralei electrice fotovoltaice la capacitatea și parametrii asumați.

Funcționarea unitară a componentelor constituie singura modalitate prin care centrala electrică fotovoltaică poate atinge producția de energie electrică asumată prin proiect.

Rezultatele analizei economice sunt prezentate în tabelul următor. Indicatorii economici arată că proiectul de investiții are o rentabilitate ridicată din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supra – unitar, beneficiile depășind clar costurile.

	Scenariul 1
RIR/E	9,27%
VAN/E	20.709.787,85 lei

Tabel nr. 20

Acest proiect nu poate fi divizat în subproiecte fără afectarea obiectivului prestabilit, fapt ce demonstrează din nou caracterul unitar.

Scopul realizării și exploatării centralei electrice fotovoltaice constă în asigurarea necesarului de energie electrică pentru consumatori, în situația utilizării resurselor regenerabile de energie (soare), contribuind astfel la decarbonizarea economiei și la implementarea PNIEC pentru perioada 2021 - 2030 al României.

Centrala electrică fotovoltaică nu poate fi divizată în subproiecte fără a diminua considerabil producția de energie electrică asumată prin proiect și implicând cheltuieli suplimentare consistente față de cele previzionate.

În conformitate cu regulile de ajutor de stat, solicitantul nu poate primi un ajutor mai mare de 15 milioane pe proiect unitar, aspect pe care societatea îl respectă.

Proiectul contribuie la indicatorii de rezultat și la tinta prevăzută în PNRR, astfel:

- la indicatorul I.1. – „Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile” se contribuie printr-o capacitate instalată de 14,06 MW
- la indicatorul I.2. – „Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră” se contribuie prin scăderea anuală la nivelul companiei a cantității de emisii de gaze cu efect de seră cu 10.880,57 * echivalent tone de CO₂
- la indicatorul I.3. – „Producția brută de energie primară din surse regenerabile” se contribuie printr-o producție brută de energie din surse regenerabile fotovoltaice de 1,51486 ** mii tep/an
- la indicatorul I.4. – „Producția totală de energie electrică din surse regenerabile” se contribuie prin 352.293 MWh

*Reducere CO₂ medie anuală

** Producția brută de energie primară medie anuală

Reducere CO₂ la sfârșitul perioadei de 20 ani: 217611,39 tone

Producția brută de energie primară la sfârșitul perioadei de 20 ani: 30,297 Mii tep

1MWh = 0,086 Tep

1MWh = 0,6177 tone CO₂

Investiția finanțată va avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;

- d) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- e) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- f) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară;
- g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- h) creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- i) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Obiective specifice ale proiectului

Obiectivele specifice ale proiectului sunt următoarele:

- 1. Obiectiv specific 1: Realizarea unei Centrale electrice fotovoltaice, având o capacitate instalată de 14,06 MW, de către SERG COMPANY SRL, în localitatea Cojani, jud. Gorj, până la cel târziu data de 30.06.2024.**
- 2. Obiectiv specific 2: Realizarea unei Instalații de stocare a energiei electrice, având o capacitate de stocare de 3,15 MWh, de către SERG COMPANY SRL, în localitatea Cojani, jud. Gorj, până la cel târziu data de 30.06.2024.**

Se urmărește obținerea unui ajutor de stat pentru proiect din cheltuielile eligibile în valoare de 17,434,681.20 lei

Cuantumul ajutorului de stat solicitat pentru proiect din cheltuielile eligibile / MW instalat este de 1.240.020 lei / 249.000 euro, curs 1 euro = 4,98 lei.

Cuantumul ajutorului de stat pentru stocare este de 2.007.630,26 lei, reprezentând 11,52% din valoarea ajutorului de stat, respectând astfel pragul de maximum 20% impus de Ghidul Specific

3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii

(În cazul în care anterior prezentului studiu a fost elaborat un studiu de fezabilitate, se vor prezenta minimum două scenarii/optiuni tehnico-economice dintre cele selectate ca fezabile la faza studiu de fezabilitate.)

3.1. Particularități ale amplasamentului:

a) Descrierea amplasamentului

Obiectivul investitiei se afla amplasat in Romania, intravilanul orasului Targu Carbunesti, satul Cojani, judetul Gorj, pe imobilele inregistrate la OCPI Gorj sub numerele cadastrale 38669, 38670, 38671 – UAT Tg. Carbunesti. Accesul la obiectiv se realizeaza din drumul judetean DJ 661 Țințăreni – Săcelu (str. Campu Mare), proprietate publica.

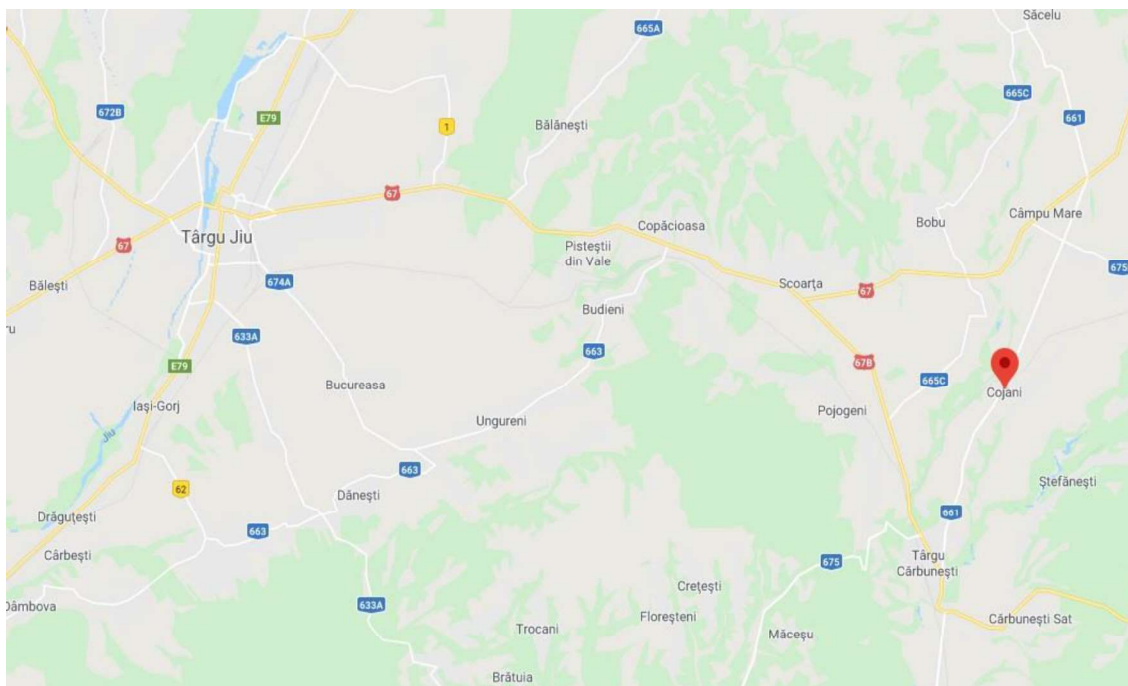




Figura nr. 16 Harta localizare CEF Cojani 2

Coordonate Amplasament: 45° 00' 15" N
23 ° 32' 33" E

Terenul investitiei – SC SERG COMPANY SRL detine dreptul de superficie asupra terenului necesar dezvoltarii obiectivului energetic pe o perioada de 25 de ani conform contractelor de Superficie autentificate sub Nr. 6140, 6141 din 21.10.2020.

Conform Extraselor de Carte Funciara 38669, 38670, 38671 suprafata pentru constructia obiectivului este de 26 Ha, in prezent, acesta face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, cu destinație de pășune, fiind liber de orice sarcini.

Conform certificatului de urbanism nr. 133/27.10.2020 prin PUG - UTR MIDS 5 – Cojani amplasamentul imobilelor care fac obiectul centralei electrice fotovoltaice Cojani 2 proiectate și a instalațiilor de racordare la rețelele electrice de interes public este situat intravilanul orașului Târgu Cărbunești, satul Cojani, judetul Gorj, destinatia terenului fiind multifuncțională, unitați industriale, depozite, dotări și servicii publice, respectiv căi de circulație și spații verzi aferente acestora.

b) Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de accesposibile

Accesul la obiectiv se realizeaza din drumul judetean DJ 661 Țințăreni – Săcelu (str. Câmpu Mare), proprietate publica.

Zona de locuinte a satului Cojani este situata la o distanta de cca 0.8 km fata de amplasamentul proiectului.

c) Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite
Amplasamentul prezintă următoarele vecinătăți,

Est – zona de siguranță CFR,
Vest – zona de siguranță D.J. 661,
Sud – nr.cadastral 386564), parc fotovoltaic în funcțiune.
Nord - nr.cadastral 1296/1, respectiv D.S 10217.

d) Surse de poluare existente în zonă

O sursă de poluare importantă în zona obiectivului este CTE Rovinari aflată la circa 30 km Vest de Obiectivul investiției.

e) Date climatice și particularități de relief

Clima: Este temperat continentală de deal, cu 190 de zile fără îngheț, cu precipitații neuniform repartizate, cu vânt dominant dinspre nord, Mediile anuale sunt de 10,2 °C.

Relief: Târgu Cărbunești este situat în Podișul Getic, în zona de confluență a râului Gilort cu râul Blahnița. Cuprinde partea centrală și estică a Dealurilor Bran și Carbonești și cea mai mare parte din Depresiunea intercolinară Câmpu Mare a Carboneștilor.

Altitudinea minimă este de 195 m în stanga Gilortului, altitudinea maximă depășește 240 m spre Dealul Câmpu Mare, spre drumul ce duce la Cojani.

f) existența unor: rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare / posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice / condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție / 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, în măsura în care pot fi identificate;

Nu au fost identificate rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare.

- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența

Nu au fost identificate monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată

- condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;

Terenurile sunt influențate de o zonă de protecție a infrastructurii feroviare în partea de Est de care s-a ținut cont în dimensionarea instalației fotovoltaice.

- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;

Amplasamentul nu se afla pe terenuri ce fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională

g) *caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:*

(i) date privind zona seismică:

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri” indicativ P 100-1/2013, zona accelerației terenului pentru proiectare, zona studiată, pentru evenimente seismice având intervalul mediu de recurență IMR=225 ani (20% probabilitate de depășire în 50 de ani) are o valoare $a_g = 0.15 g$.

Perioada de control (colț) T_c a spectrului de răspuns reprezintă granița dintre zona (palierul) de valori maxime în spectrul de accelerații absolute și zona (palierul) de valori maxime în spectrul de viteze relative. T_c se exprimă în secunde. Pentru zona studiată perioada de colț are valoarea $T_c = 0.7$ sec.

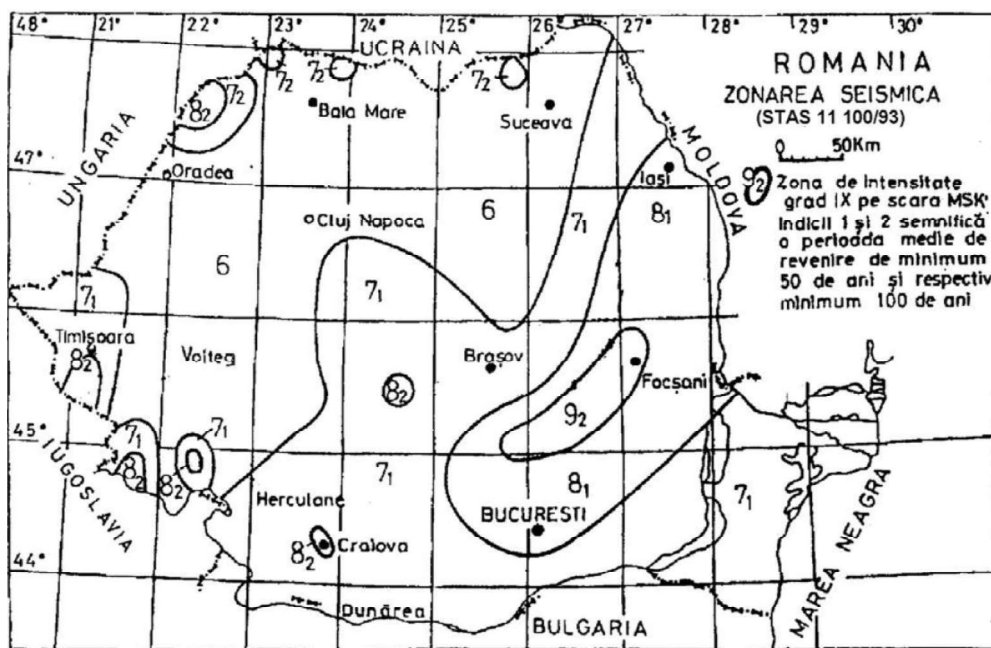


Figura nr. 17 Zona seismică a Romaniei

(ii) date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;

Din forajele executate F1 ÷ F5 rezulta urmatoarele caracteristici ale terenului.

Pentru forajul F1, un strat de cca 40 cm de sol vegetal, dupa care 150 cm de argila nisipoasa, galbuie, plastic consistenta, dupa care pana la adancimea de 6.00 m urmeaza 410 cm de pietris mic si mare cu bolovanis in masa de nisip mediu grosier.

- Pentru forajul F2, un strat de cca 40 cm de sol vegetal, dupa care 100 cm de argila cafenie

galbuie, plastic consistenta, inca 80 cm de argila cenusie vinetie, plastic consistenta cu caracter malos, dupa care pana la adancimea de 6.00 m urmeaza 380 cm de pietris mic si mare cu bolovanis in masa de nisip mediu grosier.

- Pentru forajul F3, un strat de cca 40 cm de sol vegetal, dupa care 150 cm de argila cafenie, plastic consistenta , inca 70 cm de argila cenusie vinetie, plastic consistenta cu caracter malos , dupa care pana la adancimea de 6.00 m urmeaza 340 cm de pietris mic si mare cu bolovanis in masa de nisip mediu grosier.

- Pentru forajul F4, un strat de cca 40 cm de sol vegetal, dupa care 100 cm de argila nisipoasa, galbuie, plastic consistenta, dupa care pana la adancimea de 6.00 m urmeaza 460 cm de pietris mic si mare cu bolovanis in masa de nisip mediu grosier.

- Pentru forajul F5, un strat de cca 40 cm de sol vegetal, dupa care 150 cm de argila cafenie, plastic consistenta, inca 70 cm de argila cenusie vinetie, plastic consistenta cu caracter malos dupa care pana la adancimea de 6.00 m urmeaza 340 cm de pietris mic si mare cu bolovanis in masa de nisip mediu grosier.

Aprecieri privind stabilitatea generala si locala a terenului pe amplasament

Nu exista probleme legate de stabilitatea generala sau locala a amplasamentului .

Adancimea si sistemul de fundare recomandate

Adancimea de fundare se recomanda sa fie sub adancimea de inghet, iar sistemul de fundare poate fi alcatuit din fundatii directe, continui sau izolate, cu respectarea gruparilor de actiuni (fundamentale si speciale).

Valoarea de baza pentru presiunea conventionala P_{conv} de baza care se va lua in calculul terenului de fundare va fi de 300 kPa pentru sarcini fundamentale, latimea talpii fundatiei $B = 1,00$ m si adancimea $D = 2,00$ m.

P_{conv} de baza = 300 kPa;

(iii) date geologice generale:

Depresiunea Getica in care este inclus teritoriul studiat constituie o unitate cu caracteristici geologice – structural distincte. Sectorul epi - carpatic (al dealurilor getice) din cadrul depresiunii getice corespunde unui sector cu pronuntate caracteristici de molasa cu largi zone de aflorare a formatiunilor miocene si pliocene ante-levantine. Unele perimetre ale acestui sector au si caracteristici structurale tipice molasei din avantfosa (elemente de tectonica plicativa si fracturala tipice), dar alte perimetre au structura cvasi- monoclinala (in special la vest de Jiu). Se remarca faptul ca depresiunea Targu Jiu-Campu Mare corespunde unui areal de subsidenta activ pana in perioada actuala.

In sectorul central (de platformii piemontana), precum si in sectorul sudic, de dealuri pitice cu aspect colinar ale depresiunii getice predomina caracteristicile de platforma, accidentele tectonice si elementele de cutare fiind foarte rare, structura cvasi-monoclinala, iar stratificatia cu caracteristici similare celei din platforma.

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

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

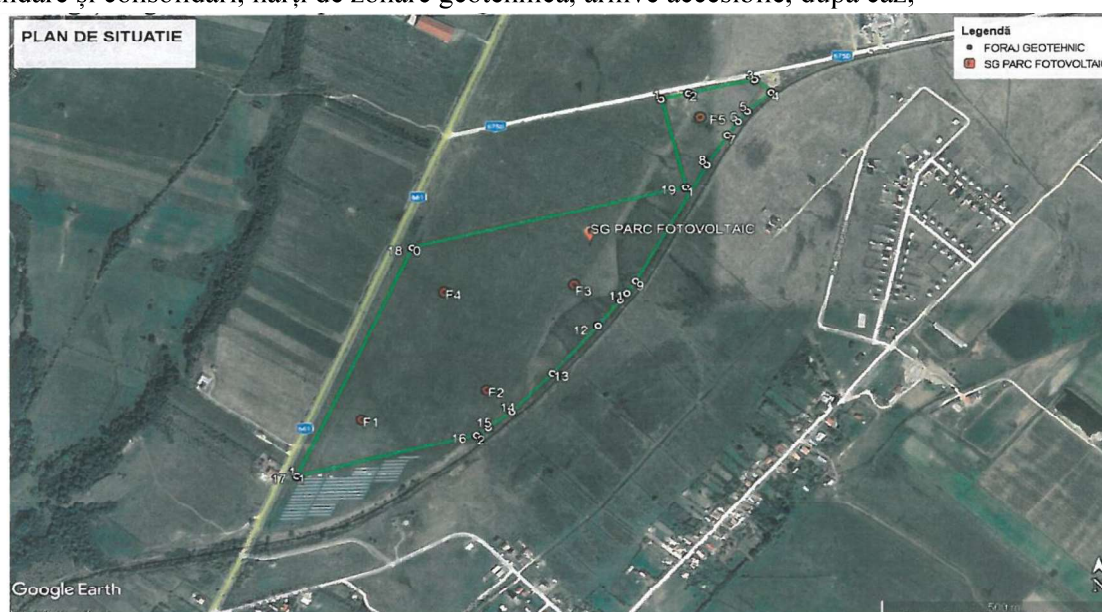


Figura nr. 18 Plan amplasament foraje CEF Cojani 2

Incadrarea în categoriile geotehnice se face în conformitate cu NP 074/2014 – „**Normativ privind documentatiile geotehnice pentru construcții**”.

Incadrarea unei lucrări într-o categorie de risc geotehnic sporit impune necesitatea realizării în condiții de exigență corespunzătoare a investigării terenului de fundare și a proiectării infrastructurii folosind modele și metode de calcul perfecționate spre a atinge un nivel de siguranță necesar pentru rezistență, stabilitatea și condițiile normale de exploatare a construcției, în raport cu terenul de fundare.

Riscul geotehnic depinde de două categorii de factori: pe de o parte factorii legați de teren, dintre care cei mai importanți sunt condițiile de teren și apa subterană, iar pe de altă parte factorii legați de caracteristicile construcției respective și de vecinătățile acesteia.

Punctajul acordat în această fază de proiectare este următorul:

Factorii avuți în vedere	Categorii	Punctaj
Condițiile de teren	Terenuri bune	2
Apa subterană	Fără epuisme	1
Clasificarea construcției după categoria de importanță	Redusă	2

Vecinătăți	Fără riscuri	1
Zona seismică de calcul	$a_g = 0.15$	2
PUNCTAJ TOTAL ESTIMAT		8 puncte
→ Risc geotehnic redus → Categoria geotehnică 1		

Tabel nr. 21

Cu un punctaj total de 8 puncte și ținând cont de complexitatea și dimensiunea lucrărilor ce se vor executa, acestea se încadrează în categoria geotehnică I cu risc geotehnic redus.

Categoria geotehnică I, include doar lucrări mici și relativ simple, pentru care se admite ca exigentele fundamentale vor fi satisfăcute folosind experiența dobândită și investigațiile geotehnice calitative iar pentru care riscurile pentru bunuri și persoane sunt neglijabile.

Metodele categoriei geotehnice I sunt suficiente doar dacă nu sunt excavatii sub nivelul apei subterane.

Investigațiile geotehnice executate în această fază de proiectare, corespund prevederilor NP 074-2014 privind numărul și tipul investițiilor geotehnice, pentru categoria geotehnică I cu risc geotehnic redus.

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

Încadrarea în zonele de risc natural, la nivel de macrozonare, a ariei pe care se găsește zona studiată se face în conformitate cu Legea 575/2001. Factorii de risc avuți în vedere sunt cutremurele de pământ, inundațiile și alunecările de teren.

- Cutremurele de pământ: zona intensitate seismică pe scara MSK este 7 cu o perioadă de revenire de cca 100 ani.
- Alunecări de teren: aria studiată se încadrează în zone cu potențial de producere a alunecărilor de teren ridicat, cu probabilitate de alunecare mare, dar amplasamentul propus pentru construcții nu prezintă nici un fel de risc pentru eventuale pierderi de stabilitate generală sau locală

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

Caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic.

Aria studiată se încadrează în zone fără nici un risc de inundații conform hărților de hazard și risc la inundații întocmite de Administrația Națională Apele Române (figura nr. 9 preluată de la următorul link: <https://rowater.ro/despre-noi/descrierea-activitatii/managementul-situatiilor-de-urgenta/directiva-inundatii-2007-60-ce/harti-de-hazard-si-risc-la-inundatii/>), amplasamentul propus pentru construcție este încadrat în categoria fără risc, iar din punct de vedere al precipitațiilor maxime cazute în 24 h, amplasamentul se încadrează în cadrul acelor precipitații maxime cu valori

cuprinse între 100-150 mm, riscul inundațiilor fiind din cauza revarsării unui curs de apă, respectiv Ghilortului.

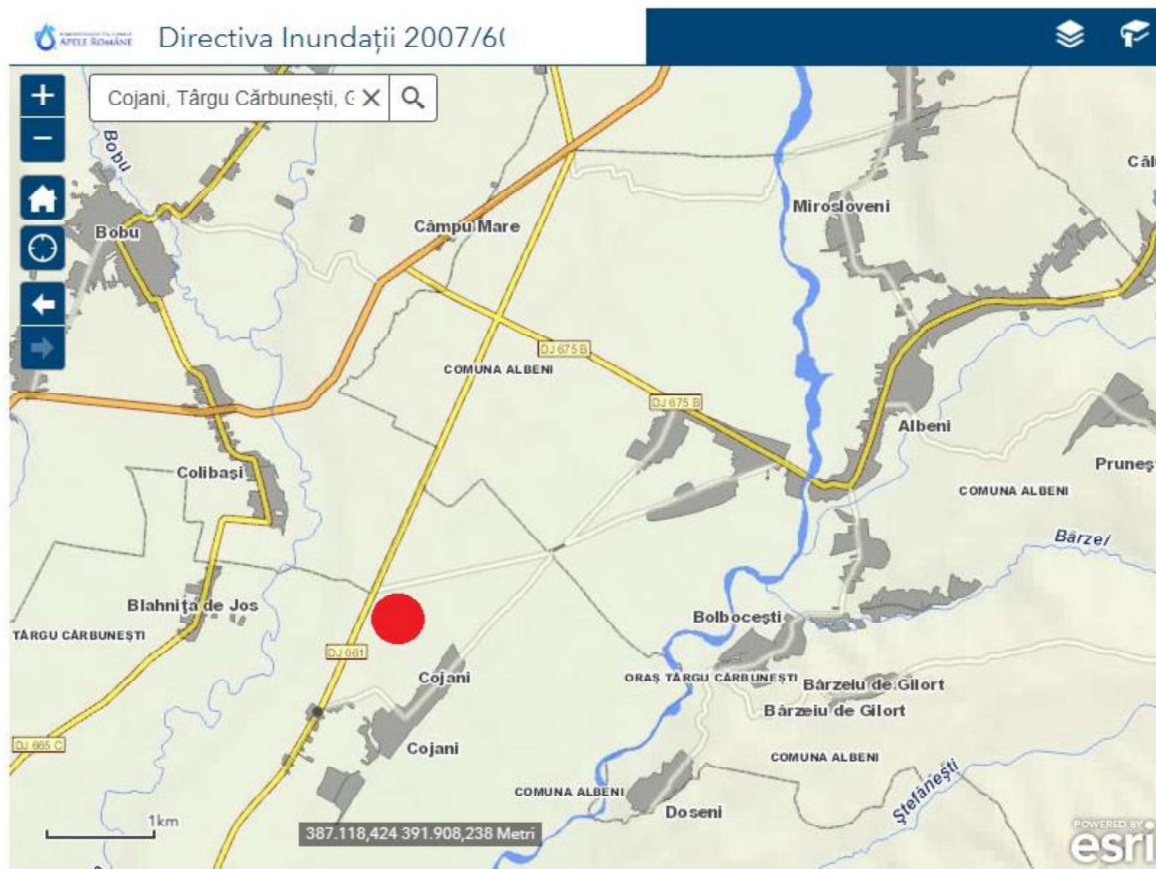


Figura nr. 19 Caracteristici din punct de vedere hidrologic

3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional-arhitectural și tehnologic:

- caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;
- varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;
- echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse.

Principalele funcții pe care parcul solar fotovoltaic le îndeplinește sunt:

- captarea energiei solare;
- transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu, tensiune și curent variabile);
- regularizarea energiei electrice (transformarea în curent alternativ cu caracteristici standard);
- furnizarea energiei electrice în Sistemul Energetic Național (SEN);
- echilibrarea SEN prin producția de energie electrică;
- colectarea de date de profil pentru evaluări superioare a potențialului energetic și o implementare pilot documentată științific.

Captarea energiei solare se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, cel mai frecvent pe baza de siliciu – monocristalin policristalin sau amorf. Acestea sunt în principiu diode sau jonctiuni P-N cu suprafața mare, care prin culoarea închisă a materialelor din componentă, captează marea majoritate a energiei solare (fotonilor

incidenti). Un numar de celule fotovoltaice pot fi conectate in serie si paralel si montate intr-un sistem etans, in general, intre o foaie de sticla securizata si una de Tedlar montate intr-o rama din profil de aluminiu extrudat.

Transformarea energiei solare in energie electrica se produce la nivelul jonctiunii P-N si se datoreaza fotonilor din radiatia solara care ciocnesc electronii din banda energetica de valenta (starea legata in structura cristalina), transformandu-le indeajuns de multa energie incata acestia trec in banda energetica de conductie promovand circulatia electronilor in directia dictate de polaritatea jonctiunii. Acest fenomen, cunoscut in literatura de specialitate sub numele de Efect Fotovoltaic si sta la baza functionarii celulelor fotovoltaice.

Celulele fotovoltaice sunt conectate in serie si paralel sub forma de panouri pentru a realiza puteri ce pot fi folosite in aplicatii multiple in functie de necesitati. In cazul de fata, panourile au o putere nominala (garantata de producator cu o anumita toleranta).

Energia electrica produsa de panourile de celule fotovoltaice este sub forma de curent continuu (cc) si este neregulata (tensiune si curent variabile), dificil de transportat si folosit. Transformarea energiei electrice in intr-o forma transportabila si folosibila sau regularizarea energiei electrice se realizeaza cu ajutorul invertoarelor ce transforma energia electrica generata sub forma de curent continuu (cc) in curent alternativ (ca) ce poate fi furnizata in Sistemul Energetic National (SEN).

În aceasta forma, energia electrica poate fi furnizata in SEN pe liniile de distributie sau medie tensiune (20 kV). Din acest moment, energia electrică furnizata poate fi utilizată virtual oriunde în SEN sau chiar in strainatate.

Pentru locația aleasă, nivelul iradierii solare anuale este 1600 kWh/m² conform cu modelul PVGIS.

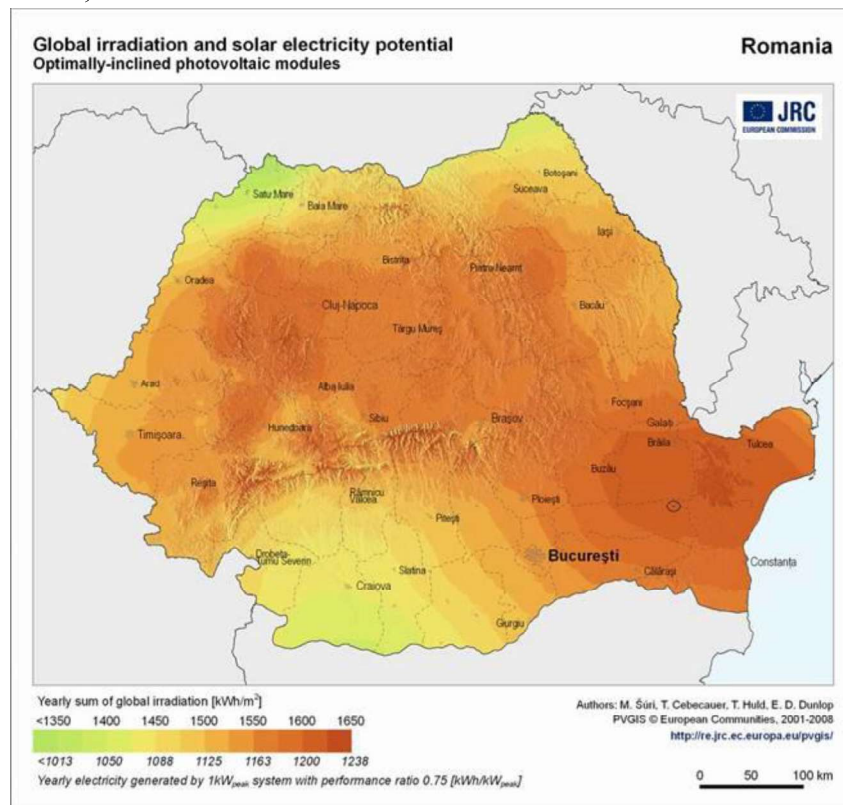


Figura nr. 20 Potențialul Solar Energetic Anual pentru Panouri Fotovoltaice cu Înclinare Optimă

Proiectul de față este o unitate de analiză independentă, cofinanțarea UE solicitându-se pentru realizarea întregii investiții. Întreaga analiză este realizată strict pentru proiectul de față, fără să ia în calcul elemente specifice activității curente desfășurate de beneficiarul finanțării.

Astfel, se consideră o capacitate instalată totală în invertoare de 14,06 MW. Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit din TREI Centrale CEF Cojani 1 (5,180 MW), CEF Cojani 2 (5,180 MW) și CEF Cojani 3 (3,700 MW). CEF Cojani 1 va avea un număr de 9.856 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 120 de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2172 x 1303 x 30 mm și o greutate de aproximativ 31.0 kg. CEF Cojani 2 va avea un număr de 9.856 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1. CEF Cojani 3 va avea un număr de 7.040 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 600 Wp, cu o eficiența nominală de 21,2% în condiții standard de testare (STC):

- radiație solară 1000 W/m²;
- masa aerului AM 1,5;
- temperatura celulei 25°C.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	120 (20x6)	-
Dimensiuni	2172 x 1303 x 30	mm
Greutate	31,0	kg
Module PV per palet	36	Buc.
Module PV per container	648	Buc.
Putere nominală (Pmax)	600	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	34.90	V
Intensitate curent de operare (Imp)	17.20	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	41,3	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	18,47	A
Eficiență modul STC	21,2	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	30	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Tabel nr. 22



Figura nr. 21 Tip panou fotovoltaic monocristalin 600Wp

Modulele PV vor fi instalate pe o structura metalica fixa, la o înclinare de 37°, cu orientarea sud.

Sistemul va fi prevăzut cu **invertoare trifazate** de tip „string inverter” cu o putere instalată de 185 kW (76 bucăți), cu o eficiența europeană minimă de 98,69%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	175	kW
Putere nominală aparentă (AC)	185	kVA
Eficiența europeană minimă	98,69	%
Tensiunea nominală la ieșire	800	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	126,3	A
Intensitatea maximă a curentului electric	134,9	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	84	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60°	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3,5	W

Tabel nr. 23



Figura nr. 22 Tip invertor 175 kW si curba de eficienta

Capacitatea de stocare propusă în acest Scenariu, de 3,15 MWh reprezintă stocarea energiei produse la capacitatea instalata a centralei timp de **13,4 minute**.

Sistem de stocare format din 3 baterii, fiecare cu o capacitate de stocare de 1,05 MWh. Tehnologie sistemului este bazata pe Litiu Fier Fosfat (LiFePO4) permițând realizarea a minim 6000 cicluri cu descărcare 90%

Scopul principal al acestora este de a compensa dezechilibrele generate de abaterile de la prognoza de producție datorate condițiilor meteo dar si de a optimiza vârfurile de producție din câmpul (parcurile) fotovoltaic si injectarea in rețea se face după un anumit program (vârf de sarcină), bazat pe echilibrarea prețului de vânzare a energiei și respectarea regulilor pe piața de energie și a celor stabilite de OTS. Caracteristicile sistemului de stocare propus către analiză sunt prezentate în Tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală	250	kW
Capacitate	1050	kWh
Performanta baterie	6000	cicluri
Tip baterie	Lithium Iron Phosphate LiFePO4	-
Dimensiuni	6100 x 2500 x 2900	mm
Temperatura	-25° - +50°	°C
Eficiența sistemului (dus-întors)	88	%

Tabel nr. 24

Determinarea **producției estimate** a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în tabelul următor și reprezintă o referință importantă pentru veniturile prezentate în prezentul document.

Simularea producției CEF 1 :

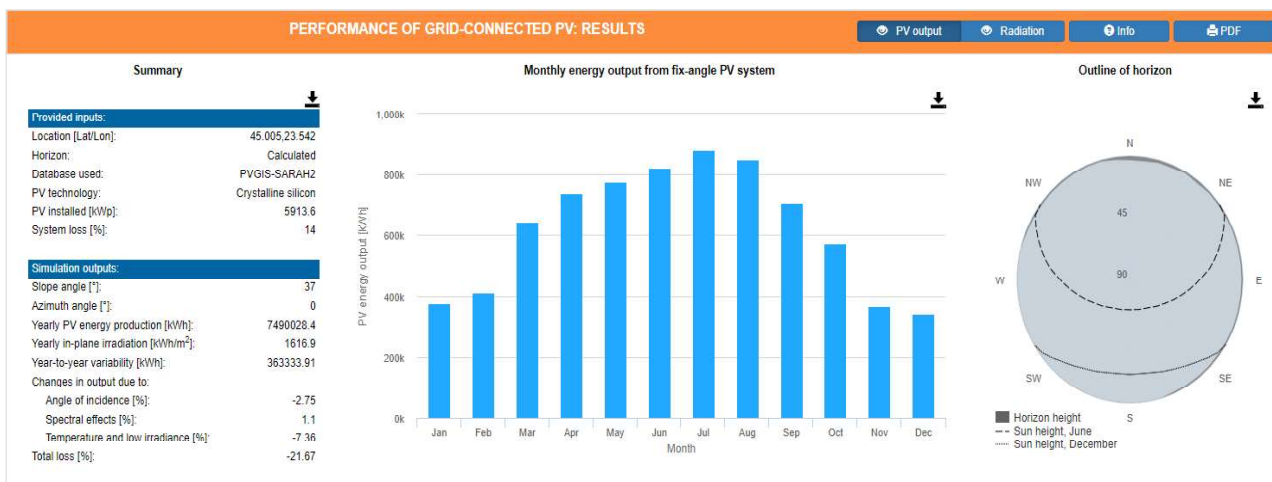


Figura nr. 23

Simularea producției CEF 2 :

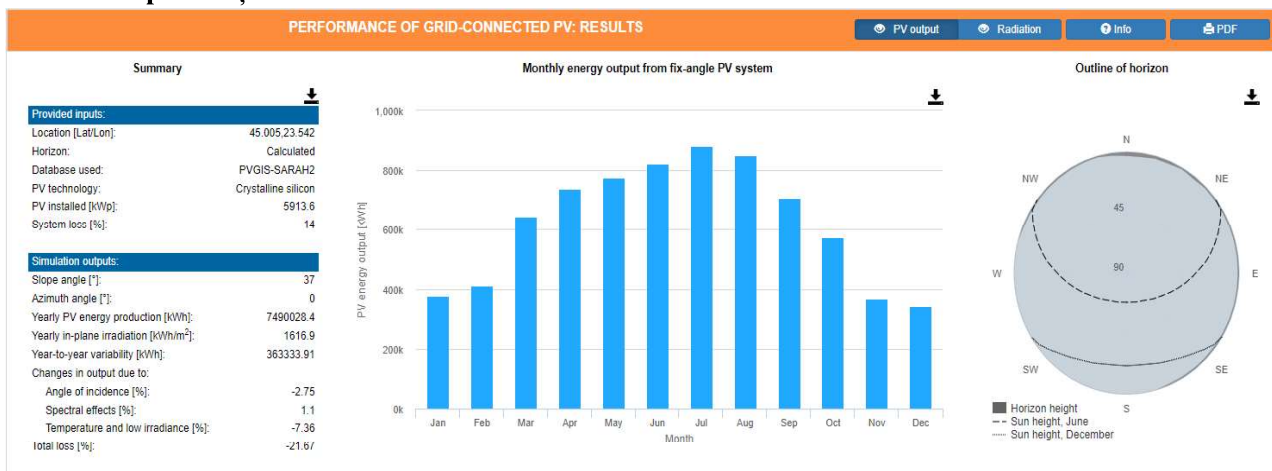


Figura nr. 24

Simularea producției CEF 3 :

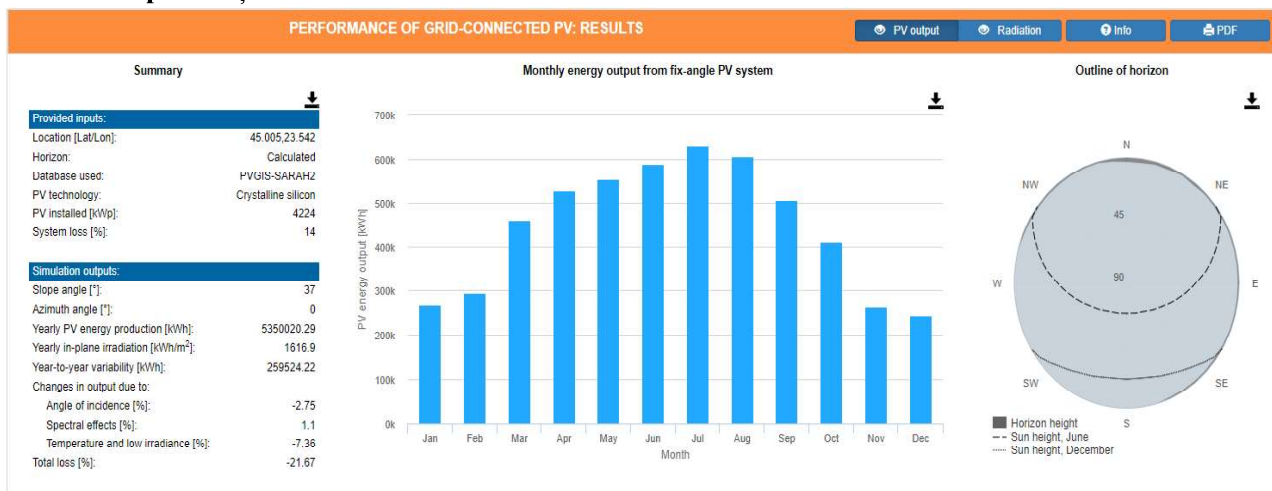


Figura nr. 25

Producția Sistemului Fotovoltaic CEF 1+2+3 bazata pe module fotovoltaice de tip monocristalin 600 Wp si invertoare 185 kW, in primul an de functionare:

Luna	CEF Cojani 1	CEF Cojani 2	CEF Cojani 3	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	376,86	376,86	269,19	1.022,91
Februarie	411,55	411,55	294,11	1.117,21
Martie	643,32	643,32	459,58	1.746,22
Aprilie	737,47	737,47	526,76	2.001,70
Mai	775,39	775,39	553,85	2.104,63
Iunie	823,46	823,46	588,19	2.235,11
Iulie	881,95	881,95	629,97	2.393,87
August	849,17	849,17	606,55	2.304,89
Septembrie	707,16	707,162	505,12	1.919,44
Octombrie	573,49	573,49	409,83	1.556,81
Noiembrie	367,95	367,95	262,82	998,72
Decembrie	341,71	341,71	244,08	927,50
TOTAL	7.489,48	7.489,48	5.350,05	20.329,012

Tabel nr. 25

Suporti pentru montare panouri fotovoltaice

Panourile fotovoltaice vor fi montate pe o structura fixate la randul ei pe structura de otel galvanizat. Solutia tehnica de fixarea a suportilor pe sol va fi realizata prin baterea sau insurubarea structurii metalice prin utilizarea unor elemente autoforante specializate pentru acest tip de instalatie.

Suportii vor asigura protejarea la smulgerea panourilor generata de vant; conditiile de vânt in zona amplasamentului sunt conform normativului din Codul de proiectare pv. evaluarea actiunii vântului asupra constructiilor Indicativ CR 1-1-4/2012.

Suportii vor asigura un unghi de inclinatia fata de orizontala a panourilor fotovoltaice conform productiei optime.

Pe structura metalica de sustinere, se va monta dupa caz patul de cablur sau jgheabul metalic, ce va sustine cablurile instalatiei de curent continuu.

Montarea structurii metalice de sustinere se va face conform proiectului de structura, sau conform specificatiilor producatorului.

Protectia la insularizare:

Invertoarele ce se vor monta in CEF vor fi prevazute cu protectie la insularizare, astfel la disparitia tensiunii pe bara de 20 kV se blochează și se închide circuitul de producere a energiei electrice. Protectia impotriva functionarii insularizate este asigurata prin modul de functionare a invertoarelor. Invertoarele sunt de tipul neautonom, cu comutatie de la retea. Functionarea unui redresor cu comutatie de la retea este caracterizata de stransa dependenta intre parametri retelei in care se face conectarea si parametrii tensiunii generate.

La disparitia tensiunii rețelei, tensiunea de pe divizor devine nula și GTLV nu mai este activat, acest fapt determinând absența pulsului adiacent de aprindere a tiristoarelor; acest fenomen produce blocarea inverterului, tiristoarele fiind închise. După durata setată, protecția de minimă tensiune determină declanșare a întreruptorului de energizare a LES și, implicit, separarea centralei de RED.

Automatizarea centralei fotovoltaice în cazul întreruperii energiei electrice pe linia de racord, va reconecta furnizarea energiei electrice după 15 min de la apariția tensiunii pe aceasta.

3.3. Costurile estimate ale investiției:

- costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unui standard de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;

Pentru acest tip de investiții nu există un standard de cost aprobat la nivel național.

Costul total al investiției a fost stabilit având în vedere prețurile unitare din ofertele realizate de executanții lucrărilor.

Costurile proiectului sunt specifice pentru fiecare scenariu în parte și sunt compuse din următoarele categorii de cheltuieli:

- **Costurile de investiție totale** – includ atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc);

Costurile cu investiția pentru cele două variante analizate sunt următoarele :

Varianta I

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor	Valoare *2)	TVA	Valoare cu tva
		(fără TVA)		
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1.	Obținerea terenului		-	-
1.2.	Amenajarea terenului	49.800,00	9.462,00	59.262,00
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	104.580,00	19.870,20	124.450,20
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		-	-
Total capitol 1		154.380,00	29.332,20	183.712,20

CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		3.116.555,55	592.145,55	3.708.701,10
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	Studii	109.560,00	20.816,40	130.376,40
3.1.1.	Studii de teren	49.800,00	9.462,00	59.262,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3.	Alte studii specifice	59.760,00	11.354,40	71.114,40
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	9.960,00	1.892,40	11.852,40
3.3.	Expertizare tehnică		-	-
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		-	-
3.5.	Proiectare	678.276,00	128.872,44	807.148,44
	3.5.1. Temă de proiectare	-	-	-
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	-	-	-
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	49.800,00	9.462,00	59.262,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	24.900,00	4.731,00	29.631,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.976,00	1.135,44	7.111,44
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii execuție	597.600,00	113.544,00	711.144,00
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	24.900,00	4.731,00	29.631,00
3.7.	Consultanță	99.600,00	18.924,00	118.524,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	74.700,00	14.193,00	88.893,00
	3.7.2. Auditul financiar	24.900,00	4.731,00	29.631,00
3.8.	Asistență tehnică	418.359,81	79.488,36	497.848,18
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	149.400,00	28.386,00	177.786,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	89.640,00	17.031,60	106.671,60
	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	59.760,00	11.354,40	71.114,40
	3.8.2. Dirigenție de șantier	268.959,81	51.102,36	320.062,18
Total capitol 3		1.340.655,81	254.724,60	1.595.380,42
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1.	Construcții și instalații	22.586.985,08	4.291.527,17	26.878.512,25
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	813.960,87	154.652,56	968.613,43

4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice funcționale care necesită montaj	46.099.399,47	8.758.885,90	54.858.285,37
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport		-	-
4.5.	Dotări	59.760,00	11.354,40	71.114,40
4.6.	Active necorporale	24.900,00	4.731,00	29.631,00
Total capitol 4		69.585.005,42	13.221.151,03	82.806.156,45
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1.	Organizare de șantier	373.500,00	70.965,00	444.465,00
	5.1.1. Lucrări de construcții si instalații aferente organizării de șantier	224.100,00	42.579,00	266.679,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	149.400,00	28.386,00	177.786,00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	2.493.775,57	-	2.493.775,57
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	2.171.023,80		2.171.023,80
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	134.479,91		134.479,91
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	26.895,98		26.895,98
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	134.479,91		134.479,91
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/ desființare	26.895,98		26.895,98
5.3.	Cheltuieli diverse și neprevăzute	3.479.250,27	661.057,55	4.140.307,82
5.4.	Cheltuieli pentru informare și publicitate	15.000,00	2.850,00	17.850,00
Total capitol 5		6.361.525,85	734.872,55	7.096.398,40
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	10.000,00	1.900,00	11.900,00
6.2.	Probe tehnologice și teste	99.600,00	18.924,00	118.524,00
Total capitol 6		109.600,00	20.824,00	130.424,00
TOTAL GENERAL		80.667.722,63	14.853.049,94	95.520.772,57
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		26.895.981,50	5.110.236,48	32.006.217,98

Tabel nr. 26 Deviz

Devizele pe obiecte sunt urmatoarele aferente sunt urmatoarele:

DEVIZUL OBIECTULUI 1				
UNITATE PANOURI FOTOVOLTAICE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	119.520,00	22.708,80	142.228,80
TOTAL II - subcap. 4.2		119.520,00	22.708,80	142.228,80
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	26.644.992,00	5.062.548,48	31.707.540,48
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		26.644.992,00	5.062.548,48	31.707.540,48
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		35.445.150,00	6.734.578,50	42.179.728,50
Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Panou fotovoltaic 600W	26.752	996,00	26.644.992,00
	Total echipamente Ob.1			26.644.992,00
Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Structura metalica	1	8.680.638,00	8.680.638,00
	Montaj			
1	Montare panouri fotovoltaice	3	39.840,00	119.520,00
	Total lucrari Ob.1			8.800.158,00

DEVIZUL OBIECTULUI 2				
RETELE ELECTRICE JT, MT SI DE MONITORIZARE, IN INCINTA				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
TOTAL I - subcap. 4.1		7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	188.712,00	35.855,28	224.567,28
TOTAL II - subcap. 4.2		188.712,00	35.855,28	224.567,28
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	7.112.635,20	1.351.400,69	8.464.035,89
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	59.760,00	11.354,40	71.114,40
4.6	Active necorporale	24.900,00	4.731,00	29.631,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		7.197.295,20	1.367.486,09	8.564.781,29
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		15.145.166,78	2.877.581,69	18.022.748,47

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Invertoare 185kW	76	79.680,00	6.055.680,00
2	Cutii de joncțiune si protectie	76	8.217,00	624.492,00
3	Conectori si accesorii	28.420	9,96	283.063,20
4	Integrare SCADA	3	49.800,00	149.400,00
5	Soft SCADA	1	24.900,00	24.900,00
6	Server, echipamente IT	3	19.920,00	59.760,00
Total echipamente Ob.2			7.197.295,20	

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Cabluri DC	3	573.403,84	1.720.211,52
2	Cabluri si lucrari AC fonduri beneficiar	3	1.885.992,69	5.657.978,06
3	Instalatie paratraznet si impamantare	3	59.760,00	179.280,00
4	Instalatie monitorizare	3	67.230,00	201.690,00
	Montaj			
	Instalare DC	3	35.856,00	107.568,00
	Instalare AC	3	27.048,00	81.144,00
	Total lucrari Ob.2			7.947.871,58

DEVIZUL OBIECTULUI 3				
POSTURI DE TRANSFORMARE 0,4 / 20 / 2000 KVA SI PUNTE DE CONEXIUNE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	222.166,67	42.211,67	264.378,33
TOTAL II - subcap. 4.2		222.166,67	42.211,67	264.378,33
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	4.144.692,27	787.491,53	4.932.183,80
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		4.144.692,27	787.491,53	4.932.183,80
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		4.805.098,94	912.968,80	5.718.067,73

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Posturi de transformare complet echipate	8	358.560,00	2.868.480,00
2	Puncte de conexiune	3	425.404,09	1.276.212,27
	Total echipamente Ob.3			4.144.692,27

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Platforme	11	39.840,00	438.240,00
	Montaj			
	Posturi de transformare	8	21.583,33	172.666,67
	Puncte de conexiune	3	16.500,00	49.500,00
	Total lucrari Ob.3			660.406,67

DEVIZUL OBIECTULUI 4				
IMPREJMUIRE, PORTI, DRUMURI DESERVIRE INCINTA, POST CONTROL, SISTEM SECURITATE, ILUMINAT				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	84.362,20	16.028,82	100.391,02
TOTAL II - subcap. 4.2		84.362,20	16.028,82	100.391,02
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	383.460,00	72.857,40	456.317,40
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		383.460,00	72.857,40	456.317,40
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		6.176.769,70	1.173.586,24	7.350.355,94

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem securitate CCTV, protectie gard, alarma, detectare incendiu	1	383.460,00	383.460,00
	Total echipamente Ob.4			383.460,00

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Imprejmuire, porti de acces, iluminat	1	4.170.127,50	4.170.127,50
2	Drumuri, amenajari	1	1.015.920,00	1.015.920,00
3	Posturi de control	3	174.300,00	522.900,00
	Montaj			
4	Montaj sistem de securitate, protectie, alarma, incend	1	84.361,20	84.362,20
	Total lucrari Ob.4			5.793.309,70

DEVIZUL OBIECTULUI 5				
INSTALATIE DE STOCARE 250kW - 1050kWh				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	0,00	0,00	0,00
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		0,00	0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	199.200,00	37.848,00	237.048,00
TOTAL II - subcap. 4.2		199.200,00	37.848,00	237.048,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	7.813.620,00	1.484.587,80	9.298.207,80
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		7.813.620,00	1.484.587,80	9.298.207,80
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		8.012.820,00	1.522.435,80	9.535.255,80

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem stocare 250 kW - 1.050 kWh	3	2.604.540,00	7.813.620,00
	Total echipamente Ob.5			7.813.620,00

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
	Montaj			
1	Instalare sistem de stocare	3	66.400,00	199.200,00
	Total lucrari Ob.5			199.200,00

Varianta II

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor	Valoare *2)	TVA	Valoare cu tva
		(fără TVA)		
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1.	Obținerea terenului		-	-
1.2.	Amenajarea terenului	49.800,00	9.462,00	59.262,00
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	104.580,00	19.870,20	124.450,20
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		-	-
Total capitol 1		154.380,00	29.332,20	183.712,20
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		3.116.555,55	592.145,55	3.708.701,10
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	Studii	109.560,00	20.816,40	130.376,40
3.1.1.	Studii de teren	49.800,00	9.462,00	59.262,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3.	Alte studii specifice	59.760,00	11.354,40	71.114,40
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	9.960,00	1.892,40	11.852,40
3.3.	Expertizare tehnică		-	-
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		-	-
3.5.	Proiectare	678.276,00	128.872,44	807.148,44
	3.5.1. Temă de proiectare	-	-	-
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	-	-	-
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	49.800,00	9.462,00	59.262,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	24.900,00	4.731,00	29.631,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.976,00	1.135,44	7.111,44
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii execuție	597.600,00	113.544,00	711.144,00
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	24.900,00	4.731,00	29.631,00
3.7.	Consultanță	99.600,00	18.924,00	118.524,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	74.700,00	14.193,00	88.893,00

	3.7.2. Auditul financiar	24.900,00	4.731,00	29.631,00
3.8.	Asistență tehnică	419.025,94	79.614,93	498.640,87
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	149.400,00	28.386,00	177.786,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	89.640,00	17.031,60	106.671,60
	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	59.760,00	11.354,40	71.114,40
	3.8.2. Dirigenție de șantier	269.625,94	51.228,93	320.854,87
Total capitol 3		1.341.321,94	254.851,17	1.596.173,11
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1.	Construcții și instalații	22.586.985,08	4.291.527,17	26.878.512,25
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	880.573,35	167.308,94	1.047.882,28
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice funcționale care necesită montaj	50.762.273,07	9.644.831,88	60.407.104,95
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport		-	-
4.5.	Dotări	59.760,00	11.354,40	71.114,40
4.6.	Active necorporale	24.900,00	4.731,00	29.631,00
Total capitol 4		69.585.005,42	13.221.151,03	82.806.156,45
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1.	Organizare de șantier	373.500,00	70.965,00	444.465,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	224.100,00	42.579,00	266.679,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	149.400,00	28.386,00	177.786,00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	2.494.574,92	-	2.494.574,92
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	2.171.023,80		2.171.023,80
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	134.812,97		134.812,97
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	26.962,59		26.962,59
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	134.812,97		134.812,97

	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	26.962,59		26.962,59
5.3.	Cheltuieli diverse și neprevăzute	3.715.724,57	705.987,67	4.421.712,24
5.4.	Cheltuieli pentru informare și publicitate	15.000,00	2.850,00	17.850,00
Total capitol 5		6.598.799,50	779.802,67	7.378.602,17
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	10.000,00	1.900,00	11.900,00
6.2.	Probe tehnologice și teste	99.600,00	18.924,00	118.524,00
Total capitol 6		109.600,00	20.824,00	130.424,00
TOTAL GENERAL		85.635.148,49	15.796.708,98	101.431.857,46
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		26.962.593,98	5.122.892,86	32.085.486,83

Tabel nr. 27 Deviz

DEVIZUL OBIECTULUI 1				
UNITATE PANOURI FOTOVOLTAICE				
Nr. crt.	Denumirea capitolului și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		8.680.638,00	1.649.321,22	10.329.959,22
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	119.520,00	22.708,80	142.228,80
TOTAL II - subcap. 4.2		119.520,00	22.708,80	142.228,80
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	26.644.992,00	5.062.548,48	31.707.540,48
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		26.644.992,00	5.062.548,48	31.707.540,48
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		35.445.150,00	6.734.578,50	42.179.728,50

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Panou fotovoltaic 600W	26.752	996,00	26.644.992,00
Total echipamente Ob.1				26.644.992,00

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Structura metalica	1	8.680.638,00	8.680.638,00
	Montaj			
1	Montare panouri fotovoltaice	3	39.840,00	119.520,00
	Total lucrari Ob.1			8.800.158,00

DEVIZUL OBIECTULUI 2				
RETELE ELECTRICE JT, MT SI DE MONITORIZARE, IN INCINTA				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
TOTAL I - subcap. 4.1		7.759.159,58	1.474.240,32	9.233.399,90
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	255.324,48	48.511,65	303.836,13
TOTAL II - subcap. 4.2		255.324,48	48.511,65	303.836,13
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	11.775.508,80	2.237.346,67	14.012.855,47
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	59.760,00	11.354,40	71.114,40
4.6	Active necorporale	24.900,00	4.731,00	29.631,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		11.860.168,80	2.253.432,07	14.113.600,87
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		19.874.652,86	3.776.184,04	23.650.836,90

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Invertoare 185kW	76	79.680,00	6.055.680,00
2	Cutii de jonctiune si protectie	76	8.217,00	624.492,00
3	Conectori si accesorii	28.420	9,96	283.063,20
4	Integrare SCADA	3	49.800,00	149.400,00
5	Soft SCADA	1	24.900,00	24.900,00
6	Server, echipamente IT	3	19.920,00	59.760,00
7	Optimizatoare de putere (scenariu 2)	13.376	348,60	4.662.873,60
Total echipamente Ob.2				11.860.168,80

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Cabluri DC	1	1.720.211,52	1.720.211,52
2	Cabluri si lucrari AC fonduri beneficiar	1	5.657.978,06	5.657.978,06
3	Instalatie paratragnet si impamantare	3	59.760,00	179.280,00
4	Instalatie monitorizare	3	67.230,00	201.690,00
Total lucrari Ob.2				8.014.484,06

DEVIZUL OBIECTULUI 3				
POSTURI DE TRANSFORMARE 0,4 / 20 / 2000 KVA SI PUNTE DE CONEXIUNE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		438.240,00	83.265,60	521.505,60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	222.166,67	42.211,67	264.378,33
TOTAL II - subcap. 4.2		222.166,67	42.211,67	264.378,33
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	4.144.692,27	787.491,53	4.932.183,80
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		4.144.692,27	787.491,53	4.932.183,80
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		4.805.098,94	912.968,80	5.718.067,73

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Posturi de transformare complet echipate	8	358.560,00	2.868.480,00
2	Puncte de conexiune	3	425.404,09	1.276.212,27
Total echipamente Ob.3				4.144.692,27

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Platforme	11	39.840,00	438.240,00
Montaj				
1	Posturi de transformare	8	21.583,33	172.666,67
2	Puncte de conexiune	3	16.500,00	49.500,00
Total lucrari Ob.3				660.406,67

DEVIZUL OBIECTULUI 4				
IMPREJMUIRE, PORTI, DRUMURI DESERVIRE INCINTA, POST CONTROL, SISTEM SECURITATE, ILUMINAT				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		5.708.947,50	1.084.700,03	6.793.647,53
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	84.362,20	16.028,82	100.391,02
TOTAL II - subcap. 4.2		84.362,20	16.028,82	100.391,02
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	383.460,00	72.857,40	456.317,40
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		383.460,00	72.857,40	456.317,40
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		6.176.769,70	1.173.586,24	7.350.355,94

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem securitate CCTV, protectie gard, alarma, detecare incendiu	1	383.460,00	383.460,00
	Total echipamente Ob.4			383.460,00

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Imprejmuire, porti de acces, iluminat	1	4.170.127,50	4.170.127,50
2	Drumuri, amenajari	1,00	1.015.920,00	1.015.920,00
3	Posturi de control	3	174.300,00	522.900,00
	Montaj			
1	Montaj sistem de securitate, protectie, alarma, incendiu	1	84.361,20	84.362,20
	Total lucrari Ob.4			5.793.309,70

DEVIZUL OBIECTULUI 5				
INSTALATIE DE STOCARE 250kW - 1050kWh				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	0,00	0,00	0,00
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Rezistență	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectură	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalații	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		0,00	0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	199.200,00	37.848,00	237.048,00
TOTAL II - subcap. 4.2		199.200,00	37.848,00	237.048,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	7.813.620,00	1.484.587,80	9.298.207,80
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	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		7.813.620,00	1.484.587,80	9.298.207,80
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		8.012.820,00	1.522.435,80	9.535.255,80

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem stocare 250 kW - 1.050 kWh	3	2.604.540,00	7.813.620,00
	Total echipamente Ob.5			7.813.620,00

Nr. crt	LISTA LUCRARI	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
	Montaj			
1	Instalare sistem de stocare	1	199.200,00	199.200,00
	Total lucrari Ob.5			199.200,00

Aceste costuri se realizează o singură dată – pe durata celor doi ani calendaristici denumiți perioada de implementare a proiectului. (**Anul 1** respectiv **Anul 2**)

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

Costurile de operare sunt prezentate în Cap .4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate, sustenabilitatea financiară

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

- studiu topografic;

Studiul topografic cuprinzând ridicarea topografică pentru determinarea punctelor în sistemul geodezic și stereografic sunt realizate de către o firmă autorizată.

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

Studiul geotehnic al proiectului cu planul de amplasament al forajelor împreună cu fișele complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, precum și analiza apei subterane este realizat de către o firmă autorizată.

- studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul

- alte studii de specialitate

Nu este cazul

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

Nu este cazul

- studiu de trafic și studiu de circulație;

Nu este cazul

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

Nu este cazul

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

Nu este cazul

- studiu privind valoarea resursei culturale;

Nu este cazul

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.

Pentru racordarea la sistemul electroenergetic național a parcului fotovoltaic a fost realizat **Studiu de soluție**

Descrierea succintă a soluției de racordare corelată cu evoluția puterii aprobate, stabilită prin studiul de soluție nr. 03/2021, avizat de Distribuție Energie Oltenia prin emitere Aviz Tehnic de Racordare 001500004489.

Soluția de racordare la rețelele electrice de interes public a CEF Cojani 2

PARC 1 se racordează la nivelul de 20 kV prin racord LES+LEA 20 kV la stâlful 66A, de tip SC15014, nou proiectat în axul LEA20 kV Zorlești. LES 20 kV se realizează cu cabluri de tip A2XS(F)2Y3x1x185/25 mm², în lungime de circa 50m, pozat între PC 1 proiectat și stâlful SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar. Stâlful SC15014 nr. 1 se amplasează în incinta CEF, în afara zonei de protecție a LEA 20 kV existente și se echipează cu priza de pământ 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20 kV, consolă CIT140 și lanțuri duble de întindere.

Lucrările pentru realizarea instalației de racordare au fost organizate pe trei componente:

- Lucrări finanțate din tariful de racordare
- Lucrări finanțate din fondurile beneficiarului
- Lucrări necesare pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de DEO în amonte de punctul de racordare pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării CEF Cojani 2

a) Lucrări finanțate din tariful de racordare:

În axul LEA 20kV Zorlești se va realiza stâlful 66A, de tip SC 15014, nou proiectat. Stâlful se echipează cu priza de pământ de 10 ohmi, consola tip CSO, izolatoare de susținere duble compozite (similare cu cel existente) în axul LEA 20kV. În axul LEA 20kV Colibasi se înlocuiește stâlful SEI nr. 97 cu stâlful de tip SC15014 care se echipează cu priza de pământ de 10 ohmi, consola tip CST150,

izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cel existente). In axul LEA 20kV Albeni se inlocuieste stalpul SE1 nr. 55 cu stalp de tip SC15014 care se echepeaza cu priza de pamant de 10ohmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble ceramice de tip ISNS (similare cu cel existente) in axul LEA 20kV. Se echepeaza stalpul existent SE8 nr. 105 in LEA 20kV Colibasi cu grup de masura de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0.2S si reductori de tensiune 20/0.1kV, clasa 0.2. Stalpul se echepeaza cu priza de pamant 4 ohmi, confecție metalică zincată pentru montarea grupului de masura aerian 20 kV si descarcatori ZnO 20 kV. Dupa montarea grupului de masura 20 kV, datorita posibilitatii de buclare a LEA 20kV Colibasi cu LEA 20kV Zorlesti si LEA 20kV Albeni, operatorul de distribuție (DEO) va modifica formulele de agregare pentru determinarea consumurilor zonei în schema normală de funcționare. În celulele 20 kV aferente LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi si LEA 20kV Albeni din stația de transformare 110/20 kV Tg. Carburnesti se parametrizează protecțiile numerice cu activarea funcției direcționale, datorită racordarii pe cele 3 LEA 20kV a celor 3 conexiuni PARC 1, PARC 2 și PARC 3 aferente CEF Cojani 2.

b) Lucrări finanțate din fondurile beneficiarului:

PARC 1. Racordul LEA 20 kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14 – ST1A în lungime de 30 m de stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20 kV Zorlești, stalpul SC15014 nr.1 pr. Se realizează trecerea LEA 20 kV în LES 20 kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25 mmp. Pe terenul aferent CEF Cojani 2 pr.(proiect) la o distanță de 50 m de stalpul SC15014 nr. 1 pr. se amplasează un punct de conexiune (PC 1) 20 kV integrat în sistemul SCADA (supervisory control and data aquisition) al operatorului de distribuție concesionar din zona Oltenia - DEO (Distribuție Energie Oltenia/Electrica Oltenia).

PARC 2. Racordul LEA 20 kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A în lungime de 30 m de la stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20 kV Colibași, în afara zonei de protecție a LEA 20 kV Zorlești și LEA 20 kV Colibași. Pe stalpul SC15014 nr.1 se realizează trecerea LEA 20 kV în LES 20 kV, cabluri 20 kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25 mmp. Pe terenul aferent CEF Cojani 2, la o distanță de 50 m de stalpul SC15014 nr. 1 se amplasează un punct de conexiune (PC 2) 20 kV integrat în sistemul SCADA al DEO.

PARC 3 Racordul se realizează în stalpul SC15014 nr. 55 din axul LEA 20 kV Albeni, cu o LEA 20 kV cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A în lungime de 20 m. Pe stalpul SC15014 nr.1 se realizează trecerea LEA 20 kV în LES 20 kV cu cabluri 20 kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25 mmp în lungime de 0.9 km.

c) Lucrări necesare pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de DEO în amonte de punctul de racordare pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării CEF Cojani 2

c1) lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusiv pentru locul de consum în cauză. Lucrări finanțate din fondul de întărire a rețelei. Datorită depășirii puterii de evacuare a transformatoarelor 25 MVA în stația 110/20 kV Tg. Cărbunești este necesară efectuarea următoarelor lucrări de rotire a trafo 2x25 MVA cu trafo 2x40 MVA proprietate a DEO:

- Demontarea trafo T1 110/20 kV 40 MVA din stația Timișeni (Gorj) transport 50 km și montarea în locul T2 25 MVA din stația 110/20 kV Tg. Cărbunești.

- Demontarea trafo T2 110/20 kV 25 MVA din stația Tg. Cărbunești transport 50 km și montarea în stația 110/20 kV Timișeni (Gorj).
- Demontarea trafo T3 110/20 kV 40 MVA din stația Jilț (Gorj) transport 60 km și montarea în în locul T1 25 MVA din stația 110/20 kV Tg. Cărbunești.
- Demontarea trafo T1 110/20 kV 25 MVA din stația Tg. Cărbunești transport 60 km și montarea în stația 110/20 kV Jilț (Gorj).
- Echipare SCADA
- Sondă temperatură, indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, înlocuire dispozitive de acționare pentru trafo T3 40 MVA adus din stația Jilț în stația Tg. Cărbunești
- Amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite trafo T1 și T2 2x40 MVA în stația Tg. Cărbunești
- Amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite trafo 25 MVA în stațiile Timișeni și Jilț
- Dublare pod de bare trafo T1 și T2 cu bare 2xAl 100x10 mm, In = 1250 A în stația Tg. Cărbunești
- Dublare bare 20 kV distribuitor în stația Tg. Cărbunești cu bare 2xAl 100x10 mm, In = 1250 A
- Înlocuire TNSI+BS1 10-100 A cu TNSI+BS1 20-200A în stația Tg. Cărbunești
- Înlocuire reductori de curent în celula de cuplă 20 kV cu TC 2x600/5/5 A și reductori de curent în celulele trafo T1 și T2 cu TC 1250/5/5 A în stația Tg. Cărbunești
- Înlocuire reductori de curent 110 kV T1 Tg. Cărbunești cu CESU-110 kV 2x150/5/5 A din stocul de rezervă al DEO
- Reglajul protecțiilor trafo 110/20 kV 40 MVA T1 și T2 în stația Tg. Cărbunești în celulele de 110 kV și 20 kV
- Reglajul protecțiilor trafo 110/20 kV 25 MVA în stațiile Timișeni și Jilț (pentru trafo aduse din stația Tg. Cărbunești)
- Probe, verificări și încercări PIF pentru T1 și T2, distribuitor 20 kV și TNSI+BS1 20-200 A în stația Tg. Cărbunești

d) Racordarea la rețelele electrice de interes public a CEF Cojani 2 se realizează la 20 kV

Punctul de delimitare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV pentru fiecare din cele trei parcuri, astfel:

- Punctul de delimitare pentru PARC 1 se situează la stâlful SC 15014 nr. 66A în axul LEA 20kV Zorlești, la clemele de legătură ale racordului CEF Cojani 2 PARC 1;
- Punctul de delimitare pentru PARC 2 se situează la stâlful SC 15014 nr. 97 în axul LEA 20kV Colibași, la clemele de legătură ale racordului CEF Cojani 2 PARC 2;
- Punctul de delimitare pentru PARC 3 se situează la stâlful SC 15014 nr. 55 în axul LEA 20kV Albeni, la clemele de legătură ale racordului CEF Cojani 2 PARC 3.

Punctul de interfață și cuplare este stabilit la nivelul de 20 kV pentru fiecare din cele 3 parcuri în punctele de conexiune proiectate în PC 1 PARC 1, PC 2 PARC 2, PC 3 PARC 3.

Cablurile LES de 0.4 kV de la invertoare la cutiile de conexiune și TDRI-uri (tablou de distribuție de rețea de interior pentru post de transformare) și cablurile de la invertoare la panourile solare fac parte din proiectul tehnologic (intern) al CEF Cojani 2

Măsurarea energiei electrice la CEF Cojani 2

Măsurarea energiei electrice se realizează prin contor compatibil cu sistemul Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent $2 \times 150/5/5$ A clasa 0.2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$ kV clasa 0.2 S din celula de măsură, în compartimentul separat securizabil în PC 1 20 kV; contor compatibil cu sistemul Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent $2 \times 150/5/5$ A clasa 0.2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$ kV clasa 0.2 S din celula de măsură, în compartimentul separat securizabil în PC 2 20 kV; contor compatibil cu sistemul Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent $2 \times 150/5/5$ A clasa 0.2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$ kV clasa 0.2 S din celula de măsură, în compartimentul separat securizabil în PC 3 20 kV.

Pentru transformatoarele de măsură de curent și de tensiune se vor prezenta buletine de verificare aprobate de model în conformitate cu legislația BRML sau echivalente însoțite de aprobarea BRML (OG 20 1992 privind activitatea de metrologie aprobată cu modificări prin Legea 11/1994) și vor respecta cerințele Caietului de Sarcini aprobat de DEO.

Cerințe pentru protecții și automatizări - limite de putere

Limite de putere la automatica de sistem, scheme speciale de protecție pentru:

Punctul de reacordare; instalațiile de protecție și automatizare ale utilizatorului vor fi corelate prin convenția de exploatare cu cele ale SEN (sistemul electroenergetic național);

Punctul de delimitare; instalațiile de protecție ale utilizatorului trebuie să îndeplinească cerințele normelor tehnice;

Punctul de interfață din rețeaua utilizatorului; echipamentul trebuie să aibă interfețe seriale pentru conectare la PC/laptop și pentru un sistem de conducere centralizată de tip SCADA; pod frontal RS232 (300-115,200 Bauds); protocoale MODBUS RTU și DNP 3.0-1 port LAN Ethernet 100 BaseFFX cu conectori ST și port LAN Ethernet 10/100-Base TX cu conector RJ45-protocol IEC61850. Se vor respecta prevederile tehnice din Studiul de Soluție pentru racordarea CEF Cojani 2 la SEN nr. 3/2021 integral.

Cerințe de monitorizare și reglaj

a) CEF Cojani 2 va asigura cel puțin următorul schimb de semnale cu operatorul de distribuție (DEO): P, Q, U, semnalele de stare și comenzi – poziție întreruptor. Datele privind măsurarea energiei electrice se vor transmite la distanță prin sistemul de telegestiune Converge.

CEF Cojani 2 va fi monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în PCC (punctul comun de cuplare) pe durata testelor.

CEF Cojani 2 va asigura monitorizarea permanentă a calității energiei electrice prin integrarea în sistemul de monitorizare al calității energiei electrice al operatorului de distribuție DEO.

b) Interfețele sistemelor de monitorizare, comandă, achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații: Modulul generator de categorie C se integrează în sistemul DMS-SCADA al

operatorului de distribuție DEO asigurându-se puțin schimbul de semnale – putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor. Gestionarul modului generator de categorie C va asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul DMS-SCADA al DEO, la caracteristicile solicitate de acesta.

c) Pentru principalele echipamente de măsurare, protecție și automatizare din instalațiile CEF Cojani 2 inclusiv din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice. Instalațiile electrice ale CEF Cojani 2 inclusiv sistemele de protecție și automatizare vor fi adecvate și coordonate în permanență cu caracteristicile rețelelor electrice ale operatorului de distribuție DEO. Gestionarul centralei fotovoltaice va pune la dispoziția DEO informații privind tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune și de curent, modalitatea de declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție stabilite prin proiect în punctul de racordare.

d) Viteza de variație a frecvenței și intervalul de timp în care centrala fotovoltaică are capacitatea de a rămâne conectată la rețea.

e) Pentru instalațiile de stocare (IS) aferente CEF Cojani 2 nu se va depăși puterea maximă simultan evacuată, respectiv puterea maximă simultan absorbită, aprobată prin avizul tehnic de racordare (ATR). Respectarea acestor mărimi maxime se va realiza prin parametrizarea protecțiilor în punctele de conexiuni 20 kV și în celulele 20 kV de racord și măsură din stația 110/20 kV Tg. Cărbunești.

Modificările din cadrul instalației interioare a parcului fotovoltaic Cojani 2, nu vor conduce la modificarea soluției de racordare la rețeaua electrică publică (DEO) și nici la depășirea puterii total aprobate prin ATR emis de Distribuție Energie Oltenia – Sucursala Tg Jiu Nr. 001500004489 din 21.01.2022.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul de realizare a investiției este prezentat în tabelul următor:

Activitati / subactivitati	Din oct 2020 – data emiterii CU pana in prezent	iul.22	aug.22	sept.22	oct.22	nov.22	dec.22	ian.23	feb.23	mar.23	apr.23	mai.23	iun.23
Studii teren	49.800,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru obtinere ATR	39.840,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru actualizare ATR	19.920,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii obtinere AC	84.660,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica		201.192,00	201.192,00	201.192,00									
Organizarea procedurilor de achizitie, atribuire si plata avansurilor					12.450,00	12.450,00							
Consultanta si management		3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50
Audit financiar		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Informare si publicitate		-	-	7.500,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucrari constructii		-	-	-	-	-	2.238.698,51	15.810.889,56	-	-	-	4.517.397,02	-
Montare, instalare centrala fotovoltaica		-	-	-	-	-	4.699.802,03	-	-	-	-	-	29.340.634,27
Realizarea instalatiei electrice, racord la retea		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amenajare pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		-	-	-	-	-	51.460,00	-	-	-	-	-	-
Pregatire personal de exploatare, probe tehnologice si teste		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asistenta si supraveghere tehnica		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comisioane, cote taxe, costul creditului		-	-	-	-	-	217.102,38	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90
		-	-	-	-	-		506.572,22	-	-	-	-	1.013.144,44

Tabel nr. 28

Activitati / subactivitati	iul.23	aug.23	sept.23	oct.23	nov.23	dec.23	ian.24	feb.24	mar.24	apr.24	mai.24	iun.24
Studii teren	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru obtinere ATR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru actualizare ATR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii obtinere AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Organizarea procedurilor de achizitie, atribuire si plata avansurilor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consultanta si management	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50
Audit financiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.450,00	12.450,00
Informare si publicitate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.500,00
Lucrari constructii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Montare, instalare centrala fotovoltaica	3.557.979,97	-	-	-	-	9.399.604,07	-	-	-	-	-	-
Realizarea instalatiei electrice, racord la retea	-	-	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	-	-	-	-

Tabel nr. 29

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

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

Următoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 20 de ani după cum urmează:
 - Perioada de implementare a proiectului – 2 ani, în intervalul iunie 2022 – iunie 2024;
 - Perioada de operare a proiectului - 18 ani;
- Toate sumele prezentate sunt în lei. În cazul în care este folosită o altă monedă, acest lucru este precizat distinct;
- Cursul valutar este de 1 euro = 4,98 lei;
- Valoarea TVA – 19%;
- Rata de actualizare este estimată în conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomandă utilizarea **ratei de actualizare financiară de 4%**, a **ratei de actualizare socială de 5 %** pentru proiecte majore în țările beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte și România).
- Analiza este realizată la prețuri constante – având ca perioadă de referință anul 2021;
- Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului ACB respectiv ale Ghidului Solicitantului.;

În cazul ambelor scenarii se ține cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta "**fără proiect**". Astfel analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului. Totodată, prin acest demers se respectă cerința specifică din cadrul Ghidului Solicitantului și anume – *"proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă"*.

- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul "constant" este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență în determinarea indicatorilor proiectului.
- Analiza este realizată în conformitate cu **principiul economic al prudenței** – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
- Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar o **unitate de analiză independentă**, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

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

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

1. Identificarea riscurilor. Identificarea riscurilor se va realiza în cadrul ședințelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizaționale, cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor trebuie actualizată la fiecare ședință lunară.

2. Evaluarea probabilității de apariție a riscului. Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului.

3. Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor:

Risc	Probabilitate	Intensitate	Observații
Riscuri cronice legate de temperatură			
Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	REDUSĂ	MEDIE	Probabilitatea de modificare a schimbării temperaturii aerului este relativ redusă – dar impactul pe care aceasta l-ar avea asupra funcționării optime a panourilor este unul mediu. Schimbarea temperaturii apei nu este relevantă pentru proiectul de față.
Stresul termic	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Stresul termic este tot mai prezent iar modelele climatice luate în calcul indică un stres termic tot mai frecvent. Impactul acestora asupra activității economice rămâne relativ redus, fiind luat în calculul productivității anuale.
Variabilitatea temperaturii	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Variabilitatea temperaturii include toate variațiile climatice care durează mai mult decât evenimentele meteorologice individuale – fiind relativ reduse ca durată pentru a putea impacta activitatea economică.
Riscuri acute legate de temperatură			
Val de căldură	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	UN val de căldură aduce teoretic avantaje surselor de energie fotovoltaică, presupunând radiații mai ridicate.
Val de frig/îngheț	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Valul de frig/îngheț generează o ușoară scădere a performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor economice previzionate
Incendiu forestier	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu este realizată în apropierea fondului forestier, riscul fiind așadar inexistent.
Riscuri cronice legate de vânt			

Schimbarea regimului vântului	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – schimbarea regimului vânturilor negenerând riscuri economice.
Riscuri acute legate de vânt			
Ciclon, uragan, taifun	INEXISTENTĂ	N/A	Zona de implementare a proiectului nu este expusă uraganelor sau taifinurilor.
Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	MEDIU	SCĂZUTĂ	Riscul de apariție al unei furtuni este mediu, pe durata a 20 de ani fiind mai mult ca sigure apariția câtorva astfel de fenomene. Din punct de vedere al performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor financiare previzionate
Tornadă	REDUSĂ	MEDIU	Riscul de producere al unei tornade este redus – în România preconizându-se un număr relativ redus de astfel de evenimente. Acestea pot totuși afecta celulele fotovoltaice generând uzură fizică accelerată și implicit reducerea rezultatelor economice previzionate.
Riscuri cronice legate de ape			
Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – schimbarea regimului precipitațiilor negenerând riscuri economice.
Precipitații sau variabilitate hidrologică	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – variabilitatea hidrologică negenerând probleme de performanță economică.
Acidificarea oceanelor	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu acidificarea oceanelor, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Intruziunea salină	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu intruziunea salină, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Creșterea nivelului mării	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu creșterea nivelului mării, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.

Stresul hidric	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu stresul hidric, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Riscuri acute legate de ape			
Secetă	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Proiectul generează un risc redus de apariție a secetei prin prisma faptului că panourile amplasate pot reduce cantitatea de apă care cade pe o anumită suprafață în cazul unor ploi ușoare (38mm) pentru o perioadă scurtă de timp (30 minute).
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	REDUSĂ	MEDIU	Acoperirea cu zăpadă a panourilor necesită curățarea acestora. Grindina poate genera deteriorarea celulelor fotovoltaice.
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Riscuri cronice legate de masa solidă			
Eroziunea costieră	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Degradarea solului	MEDIU	Scăzută	Implementarea proiectului implica un risc mediu de degradare a solului (acesta nu va mai beneficia pentru o perioadă de 20 de ani de lumina solară). Totuși , proiectul nu este realizat în zonă agricolă, intensitatea acestui risc fiind una scăzută. Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de degradarea solului.
Eroziunea solului	INEXISTENTĂ	N/A	Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de eroziunea solului.
Solifluxiune	REDUSĂ	Mediu	Apariția solifluxiunii poate genera schimbarea poziției panourilor fotovoltaice și reducerea performanțelor economice ale acestora
Riscuri acute legate de masa solidă			
Avalanșă	INEXISTENTĂ	N/A	Locația de implementare a proiectului nu se află în zonă predispusă avalanșelor.
Alunecare de teren	INEXISTENTĂ	N/A	Studiul topografic anexat la prezenta documentație indică un risc inexistent de producere a alunecărilor de teren.

Subsidență	INEXISTENTĂ	N/A	Subsidența se produce ca urmare a unor activități precum mineritul sau alte intervenții asupra subsolului și implică coborârea succesivă a scoarței terestre. Proiectul de față nu se realizează în astfel de zone, riscul de producere fiind inexistent.
------------	-------------	-----	---

Tabel nr. 30

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

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

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

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

Nu sunt necesare relocări de utilități

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Utilitățile necesare funcționării constau în alimentarea cu energie electrică. Se vor executa bransamente noi conform studiului de soluție nr. 3/2021, avizat de Distribuție Energie Oltenia

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) *impactul social și cultural, egalitatea de șanse;*

Pe amplasament sau în zona amplasamentului nu au fost identificate obiective de patrimoniu cultural, arheologic sau monumente istorice care să poată fi afectate de realizarea parcului fotovoltaic.

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

În faza de execuție a lucrărilor se estimează un necesar de forță de muncă de 50 persoane, calificate și necalificate.

În faza de operare, pentru întreținerea investiției este necesară ocuparea de noi locuri de muncă, fiind estimat un număr de 4 noi locuri de muncă create pentru UIP.

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

Prin realizarea proiectului, în afara avantajelor de ordin economic, acesta are un aport important în reducerea schimbărilor climatice deoarece prin energia produsă contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 217611,39 tone dioxid de carbon într-o perioadă de 20 ani.

Această cantitate de dioxid de carbon este echivalentul a:

- 87.044 milioane litri de benzină neutilizați - 2.5 kg CO₂/Litru benzină
- 108205 de hectare de pădure care absorb carbon – 2 tone CO₂/hectar

Utilizarea panourilor fotovoltaice pentru producerea energiei electrice necesare pentru acoperirea cererii din sistemul energetic național, va avea drept consecință reducerea cantităților de combustibili fosili consumați, reducerea perioadei de funcționare sau chiar oprirea instalațiilor termoelectrice, în consecință va avea un impact pozitiv asupra factorilor de mediu, prin reducerea cantităților de poluanți gazeți (CO₂, SO₂, NO_x, CO), solizi (pulberi în suspensie, deșeuri solide) și lichizi (ape uzate, deversări accidentale de substanțe și preparate chimice). Un alt avantaj îl constituie faptul că la finalul perioadei de funcționare, panourile fotovoltaice pot fi reciclate integral.

Impactul asupra apei

- Pe perioada funcționării parcului fotovoltaic apele de suprafață sau subterane nu vor fi afectate, neexistând emisii de ape uzate sau alți poluanți care s-ar putea scurge sau infiltra în acestea.

Impactul asupra aerului

- În faza amenajării terenului pentru lucrările de montaj a panourilor fotovoltaice va apărea riscul creșterii concentrației de pulberi aflate în suspensie în aerul atmosferic.
- Funcționarea parcului fotovoltaic nu va provoca un impact negativ asupra calității aerului din zonă, neexistând emisii de poluanți gazeți

Impactul asupra solului

- Funcționarea parcului fotovoltaic nu va conduce la poluarea solului, având în vedere faptul că pe amplasament nu vor fi stocate materiale ale căror caracteristici fizico-chimice să genereze pericolul contaminării solului.
- Procesul tehnologic de producere a energiei electrice prin conversia radiației solare utilizând panouri fotovoltaice nu generează deșeuri în mod direct.

Impactul asupra biodiversității

- Amplasamentul Parcului fotovoltaic nu este situat în sit Natura 2000 sau altă zonă protejată declarată.

Impactul asupra peisajului

- Parcul fotovoltaic va fi puțin vizibil din zona satelor învecinate

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

În zona nu sunt bunuri de patrimoniu; nu se pune problema de refacere sau reabilitare urbană sau peisagistică în zona propusă investiției.

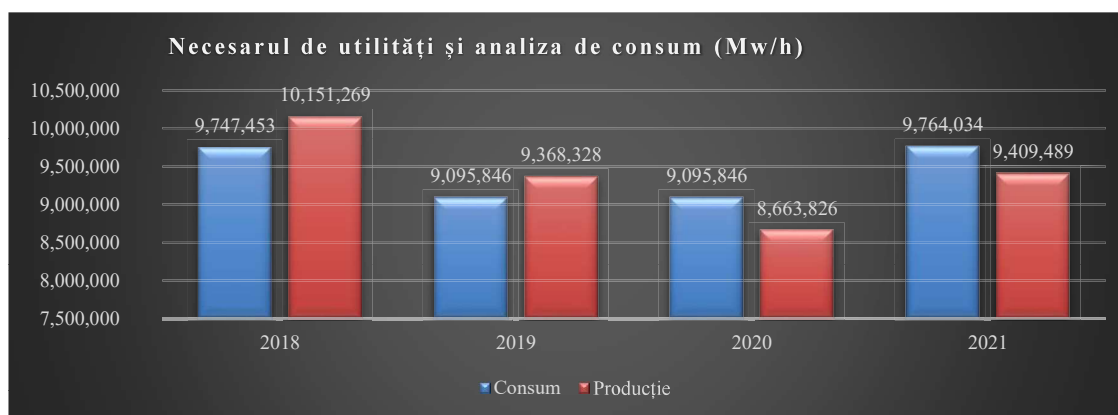
De asemenea, nu sunt surse ce ar putea constitui potențial balnear, turistic sau alte obiective istorice ce ar putea atrage un flux mare de oameni.

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

Toate datele prezentate în paragrafele următoare sunt culese de pe site-ul de statistică INSSE.RO. Estimările realizate au la bază metode și tehnici de previziune statistică.

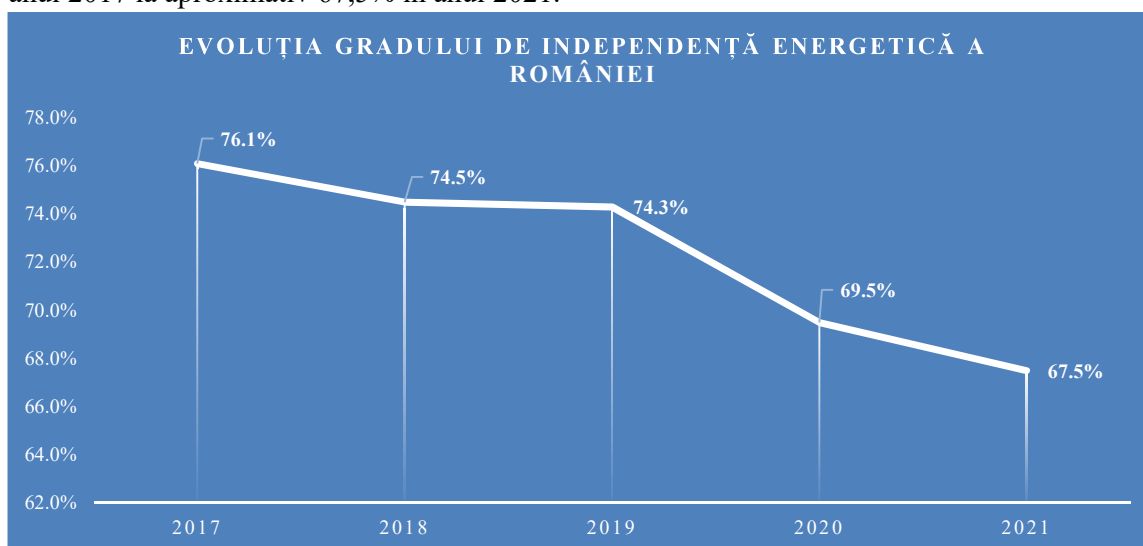
Necesarul de utilități și analiza de consum – nivel macroeconomic

În tabelul următor se regăsește necesarul de utilități respectiv analiza de consum a României în intervalul 2018- 2021. Se poate observa că anual, necesarul de utilități este de peste 9 milioane Mw/h, producția variind între 10,1 milioane Mw/h în anul 2018 și 9,4 milioane Mw/h în anul 2021.



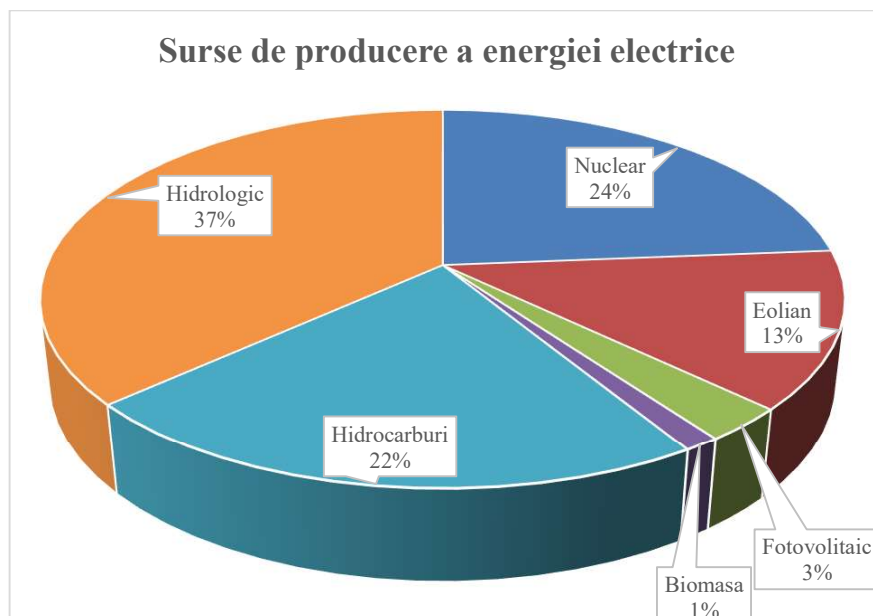
Grafic nr. 4 Sistemulenergetic.ro

Principala problemă în cazul energiei electrice nu o reprezintă discrepanța dintre energia produsă și cea consumată (acestea fiind relativ similare) ci gradul de independență energetică a țării. Conform datelor prezentate de INSSE.RO, gradul de independență energetică este în scădere, de la 76,1% în anul 2017 la aproximativ 67,5% în anul 2021.



Soluții pentru asigurarea utilităților necesare:

În tabelul următor se regăsesc sursele de producere a energiei electrice din România. După cum se vede, principala sursă o reprezintă energia hidrologică, urmată de cea nucleară și de cea bazată pe hidrocarburi, toate 3 surse convenționale.



Grafic nr. 6 Sistemulenergetic.ro

Energia fotovoltaică are o pondere mai degrabă neînsemnată, doar 3% din necesarul național fiind generat din acest tip de energie. Astfel, în vederea creșterii gradului de independență energetică se poate considera faptul că proiectul de față este util, **cei 318.633 MWh** (18 ani) ce vor fi comercializați în perioada de operare a infrastructurii, ca urmare a implementării proiectului contribuind atât la creșterea ponderii energiei regenerabile curate în producția națională de energie precum și în ameliorarea gradului de independență energetică al României.

În România, implementarea energiilor regenerabile, cu o atenție deosebită pentru energia fotovoltaică, are o evoluție normală, având în vedere următoarele:

- Iradierea: în unele zone ale țării, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate crește până la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor față-verso cu tracker monoaxial;
- O mulțime de terenuri perfect plane care sunt neutilizate datorita clasei scăzute de fertilitate;
- Prezența, în multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune în apropiere sau la sol (facilitarea conectării la rețeaua electrică națională);
- Tehnologia fotovoltaică este relativ simplă în comparație cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atât în ceea ce privește instalarea, cât și întreținerea ordinară/extraordinară;
- Prețul tehnologiei relative, în special costul panourilor fotovoltaice a scăzut (aproximativ 30% față de 2012);

➤ A existat o creștere/îmbunătățire a tehnologiei referitoare la construcția panourilor: a) eficiența policristalinului, b) creșterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 660 Wp), c) panouri cu două fețe pe tracker mono-axial versus mono-facial;

➤ România, ca și alte țări în curs de dezvoltare din Uniunea Europeană (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmează tendința altor țări europene mai industrializate (Germania, Franța și Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Dacă considerăm Italia ca punct de referință, care are 21.000 MW de energie fotovoltaică, șansa pentru creșterea numărului de centrale fotovoltaice și capacitatea relativă instalată în România (1.400 MW) este considerabilă în special a celor aflate în imediata apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea și construirea energiilor regenerabile în România datează din perioada de după 2012, susținută de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. În ultimii ani, conform detaliilor atașate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie regenerabilă. În ceea ce privește resursa eoliană, investitorii au fost CEZ, Enel, Martifer, Energia de Portugal.

Toate centralele de energie regenerabilă, care vor fi implementate în următorii câțiva ani, nu vor beneficia de mecanismul certificatului verde (Ordonanța de urgență 88/2011 - modificare și completare a Legii 220 din 2008).

Având în vedere cele de mai sus, fondurile nerambursabile ale UE reprezintă un instrument fundamental pentru profitabilitatea sistemului și pentru fezabilitatea investiției.

Viitorii producători de energie vor vinde energie în următoarele moduri:

➤ Vânzarea cotei de energie pe piața OPCOM (decizia ANRE nr. 44/2007), pe Piața Ziua Următoare (PZU) și pe Piața de Echilibrare;

➤ Vânzarea de energie prin contract bilateral (acord direct între producător și consumatorul de energie la un preț negociat).

Conectarea la rețea pentru producătorii de energie regenerabilă se realizează conform Regulamentului privind racordarea la rețeaua electrică de interes public, apărut în Hotărârea de Guvern 90/2008. Producătorii de energie regenerabilă au acces prioritar la rețeaua de transport și distribuție, în cazul în care energia electrică este pre-contractată și vândută la preț reglementat. Operatorul de rețea aprobă conectarea la rețea în termen de 30 de zile de la formularea solicitării prin emiterea ATR-ului (Avis Tehnic de Racordare). Acesta stipulează condițiile tehnice pentru realizarea conectării la rețea. Următorii pași sunt: semnarea contractului de racordare între operator și producătorul de energie din surse regenerabile, reglementarea standardului de performanță, care se stabilește între operator și producător, punerea în funcțiune (PIF) a instalațiilor și conectarea la sistemul național.

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

Scopul prezentului capitol este de a calcula indicatorii de performanță financiară pentru cele două scenarii detaliate în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic Scenariul 1 și Scenariul 2, pentru a determina care dintre acestea este mai eficient din punct de vedere financiar pentru beneficiarul proiectului.

Prezentul capitol este corelat cu documentul "Analiza Cost Beneficiu" – anexat la prezenta documentație.

Din punctul de vedere al structurii prezentului capitol se vor realiza următoarele:

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecărui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecărui scenariu;
- Calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și sustenabilitatea financiară.
- Anexele care conțin tabelele complete pentru cele două scenarii – atașate la finalul prezentului studiu de fezabilitate.

Prezentare ipoteze:

Următoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 20 de ani după cum urmează:
 - Perioada de implementare a proiectului – 2 ani, în intervalul iunie 2022 – iunie 2024;
 - Perioada de operare a proiectului - 18 ani;
 - Toate sumele prezentate sunt în lei. În cazul în care este folosită o altă monedă, acest lucru este precizat distinct;
 - Cursul valutar este de 1 euro = 4,98 lei;
 - Valoarea TVA – 19%;
 - Rata de actualizare este estimată în conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomandă utilizarea **ratei de actualizare financiară de 4%, a ratei de actualizare socială de 5%** pentru proiecte majore în țările beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte și România).
 - Analiza este realizată la prețuri constante – având ca perioadă de referință anul 2021;
 - Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului ACB respectiv ale Ghidului Solicitantului.;
- În cazul ambelor scenarii se ține cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta "**fără proiect**". Astfel analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului. Totodată, prin acest demers se respectă cerința specifică din cadrul Ghidului Solicitantului și anume – *"proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă"*.
- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul "constant" este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență în determinarea indicatorilor proiectului.
 - Analiza este realizată în conformitate cu **principiul economic al prudenței** – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
 - Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar o **unitate de analiză independentă**, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

Costurile proiectului:

Costurile proiectului sunt specifice pentru fiecare scenariu în parte și sunt compuse din următoarele categorii de cheltuieli:

- **Costurile de investiție totale** – includ atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc);
- **Costurile de înlocuire** – includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mică decât perioada de referință a proiectului;
- **Costurile de operare** – includ toate costurile generate de operarea și întreținerea noii infrastructuri sau a infrastructurii modernizate.

Costurile cu investiția :

În tabelul următor sunt prezentate costurile cu investiția:

	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Cost Fără TVA	80.667.722,63	85.635.148,49
TVA	14.853.049,94	15.796.708,98
Cost inclusiv TVA	95.520.772,57	101.431.857,46

Tabel nr. 31

Defalcarea costurilor pe componente se regăsește în devizele generale aferente fiecărui scenariu. Aceste costuri se realizează strict pe durata a doi ani calendaristici denumită perioada de implementare a proiectului. În documentele anexate perioada de implementare a proiectului este **anul 1 și anul 2.**

Costurile de înlocuire

Infrastructura tehnică de producere a energiei regenerabile este formată din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durată de viață distinctă. La momentul de față nu se cunoaște furnizorul sau modelul de echipament ce va fi achiziționat, motiv pentru care nu poate fi determinat cu acuratețe care este perioada de timp pentru care echipamentele vor funcționa. Deși durata de viață contabilă a acestor echipamente este un lucru diferit de durata de funcționare – considerăm că la acest moment (elaborarea ofertei) cel mai transparent mod de a stabili valoarea și momentul costurilor de înlocuire este raportarea la durata de viață prevăzută în nomenclatorul privind durata de funcționare a mijloacelor fixe.

În tabelul următor sunt prezentate cele 6 componente ale sistemului de producere a energiei fotovoltaice și duratele de viață ale acestora, inclusiv durata de viață selectată pentru scenariul 1 respectiv cele 7 componente ale scenariului 2.

Componente proiect	Durata amortizare (ani)	Durată (ani)	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Construcții și alte elemente similare	1.3.1 (25-35)	30	22.586.985,08	22.586.985,08
4.1.1 Panouri fotovoltaice	2.1.16.5. (8-30)	24	26.644.992	26.644.992
4.1.2 Elemente adiacente panourilor fotovoltaice	2.1.16.5. (8-30)	24	383.460	383.460
4.1.3 Invertoare	2.1.16.6. (12-18)	12	6.055.680	6.055.680

4.1.4 Baterie Stocare	2.1.16.3.3. (8-12.)	12	7.813.620	7.813.620
4.1.5 Posturi Transformatoare interior parc	2.1.16.3.1 (16-24.)	24	4.144.692	4.144.692
4.1.7 Tablouri de conexiuni / Cabluri AC si DC	2.1.16.6. (12-18.)	12	1.056.955	1.056.955
4.3.8 Optimizatoare	2.1.16.6. (12-18.)	12		4.662.874
Total		TOTAL	68.686.384,55	73.249.258,15

Tabel nr. 32

În concluzie, la jumătatea perioade de operare – anul 14 al analizei (cei 2 ani de implementare + 12 ani de operare), se vor realiza costuri de înlocuire după cum urmează:

	Anul 13 (lei)
Costuri de înlocuire scenariul 1	14.926.255
Costuri de înlocuire scenariul 2	19.589.129

Tabel nr. 33

Costurile de operare

Costurile de operare sunt acele costuri necesare pentru ca infrastructura tehnică să poată funcționa la parametrii optimi pe întreaga durată de analiză. Aceste costuri se vor realiza în cei 18 ani de operare și anume, între anul 3 și anul 20.

Costurile de operare sunt împărțite în două categorii după cum urmează:

- Costuri fixe – independente de capacitatea instalată sau de cantitatea de energie pe care sistemul fotovoltaic o va produce;
- Costuri variabile – dependente fie de capacitatea instalată a parcului fie de cantitatea de energie pe care sistemul o va produce anual.;

Costurile fixe:

S-au identificat următoarele categorii de costuri fixe după cum urmează:

Asigurare rețea:

Reprezintă costurile pe care beneficiarul infrastructurii le suportă pentru a avea constant puterea instalată a rețelei disponibilă. Fiind vorba de elemente care se amplasează în mediul exterior, acestea sunt supuse interperțiilor – existând periodic riscul de deteriorare a celulelor fotovoltaice și implicit de reducere a cantității de energie electrică produsă. Aceste costuri sunt previzionate drept 0,5% din valoarea investiției de bază.

	Valoare investiție	Asigurare	Cost anual asigurare/scenariu
Scenariul 1	69.585.005	0,5%	347.925
Scenariul 2	74.314.491	0,5%	371.572

Tabel nr. 34

Mentenanță preventivă:

Reprezintă costuri anuale cu asigurarea funcționării continue și constante a infrastructurii tehnice de producere a energiei electrice. Aceste costuri sunt dimensionate strict în funcție de valoarea

investiției fiind de asemenea identice în cazul ambelor scenarii. Se estimează costuri anuale în valoare de 45 lei/kw instalat după cum urmează:

	Capacitatea instalată (MW)	Mentenanță preventivă (lei/kw)	Cost anual asigurare/scenariu (lei)
Scenariul 1	14,060	45	632.700
Scenariul 2	14,060	45	632.700

Tabel nr. 35

Scopul acestor costuri este de a asigura faptul că producția poate fi păstrată constantă pentru cei 18 de ani de analiză, evitând deteriorarea panourilor.

Mentenanța preventivă include următoarele activități:

Activități corective ocazionale/la nevoie, situații neprevăzute

- Intervenții corective: constatare, înlocuire echipamente.
- Control la distanță, configurări și setări în timp real.
- Upgrade firmware invertoare;

Activități semestriale pentru mentenanța preventive

- Testarea funcționării corespunzătoare a monitorizării la distanță.
- Examinarea prin eșantionare a elementelor de fixare ale modulelor, înlocuirea acestora dacă este necesar.
- Inspectarea prin eșantionare a elementelor de fixare și asamblare a structurii de susținere a panourilor.
- Inspecție vizuală a factorilor ce ar putea determina daune la sistemul de izolare a stringurilor din sistem.
- Inspectarea/mentenanța preventivă a echipamentelor meteo instalate.
- Raport complet cu fotografii ale constatărilor.

Activități anuale pentru mentenanța preventive

- Măsurători de izolație a stringurilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a cablurilor și conectorilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a panourilor fotovoltaice + raport.
- Teste funcționale ale ventilatoarelor și sistemelor de răcire ale invertoarelor.
- Testarea întrerupătoarelor de circuit și comutatoarelor de alimentare.
- Măsurarea Voc și Isc pe un eșantion de 10% din stringuri și 1% din fiecare tip de module fotovoltaice.
- Măsurarea prizelor de pământ realizată cu echipamente și personal certificat (PRAM), urmată de buletine de măsurare.
- Verificarea etanșeității conexiunilor terminale (tablouri, cutii de siguranțe) curățare internă la nivel de inverter.

Chirie teren – în conformitate cu documentația anexată la proiectul de față, costul chirie pentru terenul pe care se va realiza investiția este de 74.700 lei. Totodată, se va suporta un cost anual de 100.000 lei aferent mentenanței terenului.

Utilități

Reprezintă costurile cu energia electrică necesară operării centralei fotovoltaice realizate. Sunt estimate la 170.000 lei anual.

Următoarele costuri sunt scăzute din punct de vedere valoric dar necesare operării corecte a infrastructurii realizate. Costurile sunt identice în cazul ambelor scenarii, nefiind influențate de nici un element tehnic al acestora.

Administrare piețe OPCOM – se are în vedere intrarea pe 3 astfel de piețe, prețul individual fiind de 13.200 lei, rezultând un cost total de 39.600 lei, valabil pentru fiecare scenariu.

Previziune producție

Reprezintă costurile pe care societatea le va achiziționa pentru a primi zilnic raporturi referitoare la nivelul radiațiilor solare aferente zilei următoare și pentru a putea previziona cât mai corect producția pentru ziua următoare. Aceste costuri sunt estimate la valoarea de **10.800 lei** anual.

Costuri administrative

Aceste costuri cuprind toate elementele administrative pe care societatea le va suporta suplimentar – strict pentru operarea investiției. Sunt incluse o serie de costuri după cum urmează:

- Servicii contabilitate și SSM : 55.000 lei anual;
- Dispecerizare – 60.000 lei anual;
- Pază teren : 74.700 lei anual;

Costurile variabile:

Reprezintă costurile care sunt influențate de valoarea investiției și de puterea instalată a acesteia. În ambele scenarii analizate, veniturile societății scad anual din cauza faptului că instalația fotovoltaică are un ușor proces de degradare, proces în urma căruia producția scade constant. Costurile variabile, direct raportate la valoarea veniturilor (costul cu dezechilibrul de rețea și cel cu operarea comercială) scade așadar într-o proporție similară cu scăderea veniturilor. În paragrafele următoare va fi prezentat modul de determinare al acestora pentru anul 1 de operare (anul 3 al analizei).

Cost dezechilibru de rețea:

Conform legislației în vigoare, orice producător de energie are obligația încheierii un contract pe Piața Responsabilă cu Echilibrarea și reprezintă costurile pe care beneficiarul infrastructurii le va plăti anual pentru dezechilibrele de rețea.

Având în vedere faptul că pentru că producția de energie electrică reprezintă un business principal, iar în bugetul proiectului sunt previzionate inclusiv achiziția bateriilor de stocare – aceste costuri vor fi estimate la doar 5% din valoarea pe care societatea o va tranzacționa către SEN.

Totodată – valoarea previzionată ține cont și de faptul că veniturile sunt raportate la 100% din producție (și nu la o valoare mai mică) – motiv pentru care riscul de a nu obține energia previzionată crește ușor în ciuda bateriilor de stocare existente.

	Venituri anul 3 (anul 1 de operare) (lei)	% Cost dezechilibru rețea	Cost cu operarea comercială anul 3 (anul 1 de operare) (lei)
--	---	------------------------------	--

Scenariul 1	9.957.939	5,5 %	547.687
Scenariul 2	10.605.205	5,5 %	583.286

Tabel nr. 36

Taxa ANRE:

Aceste costuri sunt anuale și sunt previzionate la 0,1% din valoarea vânzărilor estimate, rezultând 9.958 lei pentru scenariul 1 respectiv 10.605 lei pentru scenariul 2. Reprezintă cheltuielile pe care societatea le va suporta anual pentru a putea comercializa producția realizată pe piețele de profil.

Taxă privind operarea comercială

Conducerea societății are în vedere încheierea unui contract cu o companie specializată în operarea comercială a infrastructurii electrice construite. Această companie se va ocupa de procesul de operare strict din punct de vedere comercial al centralelor fotovoltaice.

Parcurile fotovoltaice nu produc constant energie electrică, de aceea se impun anumite observații și, pe baza mai multor factori, printre care și cel meteorologic, se emit prognoze zilnice de producție. Energia electrică în cantitate fluctuantă ajunge prin transportatorul Transelectrica la distribuitorul zonal, operatorul care împarte producția de energie electrică în mai multe puncte.

	Venituri anul 3 (anul 1 de operare) (lei)	% Cost operare comercială	Cost cu operarea comercială anul 3 (anul 1 de operare) (lei)
Scenariul 1	9.957.939	7%	697.056
Scenariul 2	10.605.205	7%	743.264

Tabel nr. 37

Având în vedere că au fost prezentate toate costurile de operare ale infrastructurii, în tabelul următor acestea vor fi prezentate centralizat pentru anul 1 de operare (anul 3 al analizei).

Tip cost	U.M.	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Asigurare rețea	Lei	347.925	371.572
Mentenanță preventivă	Lei	632.700	632.700
Cost cu înlocuire echipamente	Lei	-	-
Chirie teren	Lei	74.700	74.700
Mentenanță teren	Lei	100.000	100.000
Utilități	Lei	170.000	170.000
Administrare - piețe OPCOM	Lei	39.600	39.600
Previziune producție	Lei	10.800	10.800
Contabilitate	Lei	12.000	12.000
SSM - protecția muncii	Lei	55.000	55.000
Dispecerizare	Lei	60.000	60.000
Paza și protecție	Lei	74.700	74.700
Cost cu piețele de dezechilibru	Lei	547.687	583.286
Taxă ANRE	Lei	9.958	10.605
Tranzacționare piețe Opcom	Lei	3.325	3.542

Operare comercială	Lei	697.056	742.364
Total cheltuieli	Lei	2.835.451	2.940.870

Tabel nr. 38

Costuri financiare

Un element aparte al proiectului îl reprezintă costurile financiare pe care societatea le va suporta în vederea implementării proiectului. Se are în vedere accesarea unui credit financiar pentru o perioadă de 120 luni la un DAE de 5% pentru a se asigura o parte din sursele de finanțare necesare realizării proiectului.

	Credit accesat	% Dobândă	Termen de plată - luni
Scenariul 1	44.263.129	5,5%	120
Scenariul 2	44.263.129	5,5%	120

Tabel nr. 39

Plata creditului influențează sustenabilitatea proiectului. În cazul indicatorilor de performanță – rata anuală nu este luată deloc în calcul pe când dobânda este luată doar în calculul RIRF/K respectiv VANF/K, nu și în calculul RIRF/C sau VANF/C. (*„Fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite se exclud din ieșirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului”*.)

Suplimentar la costurile prezentate, mai există o serie de costuri și anume cele cu amortizarea. Acestea nu au nici o influență asupra operativității proiectului fiind necesare doar în determinarea impozitului pe profit plătit de către societate – vizibil în tabelul 8 Sustenabilitatea financiară. Amortizarea se regăsește în capitolul 4.3. din anexele – Analiza Cost Beneficiu și a fost realizată după următorul raționament:

- În calculul impozitului pe profit se ia în calcul doar componenta de contribuție proprie a amortizării investiției;
- Procentul de amortizare – aferent asistenței financiare nerambursabile solicitate nu este luat în calculul impozitului pe profit.
- Începând cu anul 14 – echipamentele care necesită înlocuirea sunt considerate exclusiv contribuție proprie, amortizarea acestora fiind luată în calculul determinării impozitului pe profit.

Venituri

Veniturile din operare – includ intrările de numerar plătite direct de utilizatori pentru bunurile sau serviciile din cadrul operațiunii, cum ar fi taxele/tarifele suportate direct de utilizatori pentru utilizarea infrastructurii, vânzarea sau închirierea de terenuri sau clădiri ori plățile pentru servicii. Veniturile vor fi determinate pe baza cantităților vândute sau a serviciilor prestate/a economiilor la costurile de funcționare generate de operațiune previzionate pe perioada de referință a proiectului și pe baza prețurilor specifice, având în vedere concluziile analizei cererii/analizei consumului propriu.

Veniturile pe care societatea le va obține ca urmare a implementării proiectului se realizează pe perioada de operare – anii 3 -20 din cadrul analizei anexate. Veniturile infrastructurii vor fi

prezentate luând în calcul cele 3 elemente fundamentale ale acestora și anume produsul, cantitatea și prețul.

Produsul :

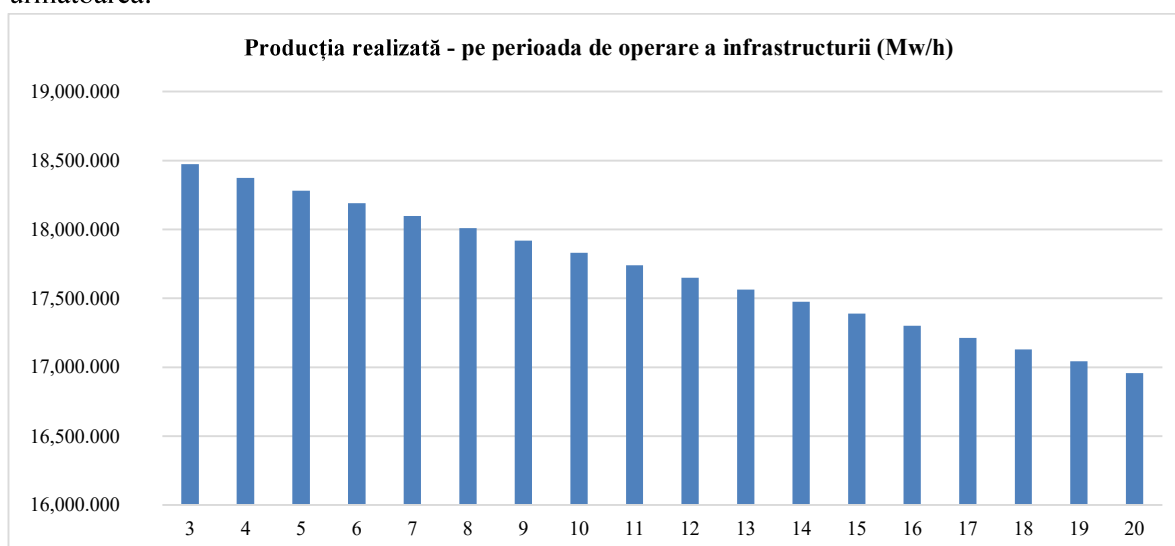
Implementarea proiectului va genera la nivelul societății în ambele scenarii, un singur tip de produs:

- Venituri din producție energie electrică – vândute către SEN.;

Cantitate:

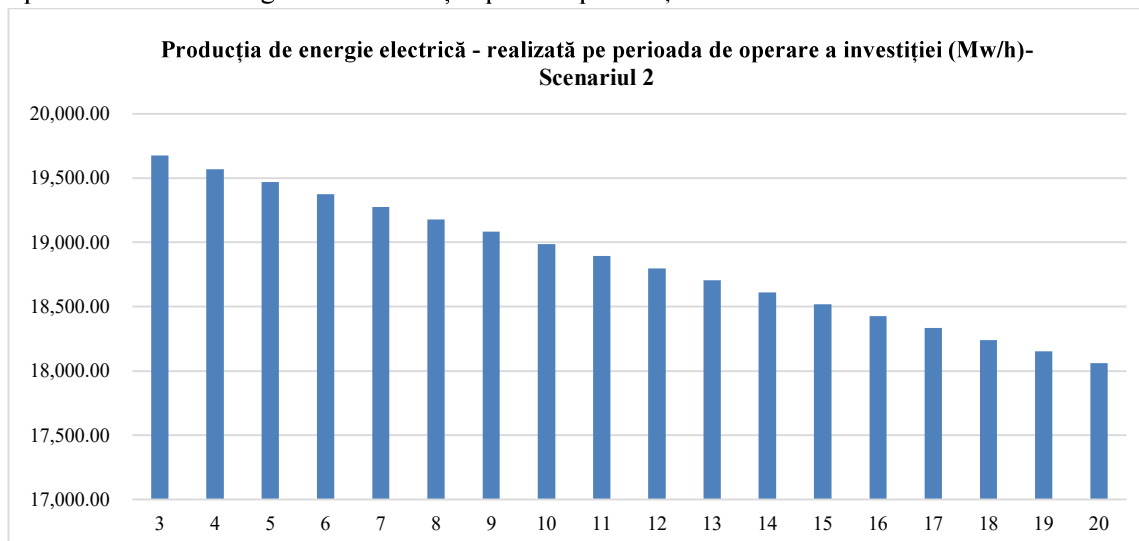
Reprezintă cel mai volatil element al proiectului – în sensul în care producția realizată de către societate scade anual, ca urmare a ușoarei degradări fizice a infrastructurii tehnice.

Astfel, pentru scenariul 1 evoluția cantității de energie produsă de infrastructura tehnică este următoarea:



Grafic nr. 7

În cazul scenariului 2 – aceasta este sensibil mai redusă, dat fiind faptul că acest scenariu nu include optimizatoarele care generează un ușor plus de producție.



Grafic nr. 8

În tabelul următor este prezentată cantitatea de energie electrică ce va fi produsă de către noua infrastructură – conform celor două scenarii luate în calcul.

	Capacitate instalată (Mw)	Producție anuală an 3 (Mw/h)	Producție anuală an 20 (Mw/h)	Producție medie (anii 3 – 20)
Scenariul 1	14,060	18.474,84	16.957,22	17.701,87
Scenariul 2	14,060	19.675,70	18.059,44	18.852,45

Tabel nr. 40

În fiecare an, cantitatea de energie pe care societatea o livrează în rețea scade – în conformitate cu previziunile regăsite în cadrul secțiunii tehnice din prezentul studiu de fezabilitate.

Prețul:

Prețul reprezintă cel mai important element al întregii analize financiare, o supraestimare a acestuia putând cauza decizii investiționale greșite. În determinarea prețului s-a ținut cont de următoarele aspecte:

- Evoluția numărului de consumatori de energie rezidențiali și non rezidențiali (evoluție demografică, evoluția gradului de conectare la rețeaua de termoficare, etc);
- Consumul specific pe tip de consumator și evoluția acestui indicator în condițiile schimbărilor climatice și a lucrărilor de reabilitare a locuințelor;
- Evoluția indicatorilor macroeconomici relevanți și a altor factori care influențează consumul de energie electrică;

Prețul pe care Serg Company S.R.L. îl va previziona pentru perioada de operare a infrastructurii este prețul mediu ponderat al Mw/h electric vândut în sistem PZU aferent anului 2021 și **anume 539 lei/Mwh**. Referința acestui preț se regăsește la pagina https://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=ro&id=21

	Scenariul 1	Scenariul 2
Mw/h electric - lei	539	539

Tabel nr. 41

În concluzie, având detaliate toate elementele, în tabelul următor pot fi prezentate structurat veniturile societății aferente fiecărui scenariu, atât pentru primul an de operare (anul 3) precum și la nivelul întregii perioade de operare a investiției.

	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Putere instalată	Mw/h	14,060	14,060
Producție medie anuală	Mw/h	18.474,84	19.675,70
Vânzare SEN (PZU)	Mw/h	18.474,84	19.675,70
Preț PZU	Lei/Mwh	539	539
Venituri Sen (valoare medie)	Lei/an	9.541.284	10.605.205
Total venituri (anul 3)	Lei/an	9.957.939	10.161.468
Total venituri (perioada de operare)	Lei	171.473.120	182.906.423

Tabel nr. 42

Valoarea reziduală:

Conform Ghidului Solicitantului, în cazul în care valoarea de viață a investiției depășește perioada de referință a analizei (20 de ani) este obligatorie calcularea valorii reziduale. În cazul de față, valoarea de viață a investiției este estimată la 24 de ani pe când anii de operare prezentați în analiza cost-beneficiu sunt 18, rezultând 6 ani de funcționare suplimentară.

Pentru a putea determina valoarea reziduală a unei investiții există trei metode, detaliate în paragrafele următoare:

- **Metoda A** – se face luând în considerare **valoarea de piață reziduală** a activelor fixe, ca și cum ar fi vândute la finalul orizontului de timp avut în vedere, și a pasivelor nete rămase (Comisia Europeană 2008:36).

Datorită orizontului lung de utilizare, datorită gradului ridicat de tehnologie înglobat de echipamente, datorită amplasării lucrărilor și statutului juridic al zonei, este de așteptat ca valoarea acestora pe piață după 20 ani de folosire să fie nulă.

- **Metoda B – prin calcularea valorii reziduale** a tuturor activelor și pasivelor, pe baza unei formule de amortizare economică și contabilă standard, metodă recunoscută de Comisia Europeană (2008:36) și susținută de membrii mai multor asociații profesionale din România (mai ales CECCAR).

Această metodă a fost una dintre cele mai populare metode utilizate, chiar dacă specialiștii în implementarea proiectelor majore au desprins concluzii negative cu privire la eficacitatea ei. Această metodă este singura acceptată pentru acele infrastructuri publice care sunt pe domeniul public și care nu au voie să fie vândute sau privatizate (precum drumuri, conducte de apă, etc).

- **Metoda C – prin calcularea valorii nete actuale a fluxurilor de numerar** în anii de viață rămași ai proiectului

Metoda C are două etape :

- Prima etapă constă în previzionarea fluxurilor de numerar viitoare;
- A doua etapă constă în calcularea ratei de actualizare. Previzionarea fluxurilor de numerar trebuie să țină cont de ipotezele corecte, mai ales în evitarea veniturilor foarte optimiste.

Această metodă are ca dezavantaj faptul că nu se pretează pentru investiții care au un puternic caracter socio-economic și în care partea financiară este mai puțin relevantă.

Dincolo de prezentarea celor 3 metode, manualele de specialitate recomandă folosirea unei metode sau a alteia, în funcție de natura și domeniul investiției.

Conform Articolului 18 din cadrul **REGULAMENTUL DELEGAT (UE) NR. 480/2014 AL COMISIEI**, se menționează următoarele:

- *Dacă activele unei operațiuni au o durată de viață care depășește perioada de referință menționată la articolul 15 alineatul (2), valoarea reziduală a acestora se determină prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a operațiunii. **Alte metode pentru calcularea valorii reziduale pot fi utilizate în circumstanțe justificate în mod corespunzător.***

În cazul de față, considerăm că cea mai bună metodă pentru a se calcula valoarea reziduală este metoda C, cea care presupune **calcularea valorii nete actuale a fluxurilor de numerar**. Deși nici

această metodă nu este una completă, aceasta are cele mai mici dezavantaje comparativ cu celelalte două metode.

- **METODA A** are dezavantajul că la nivel național, nu există nici o infrastructură similară care să se fi vândut (pentru a exista vreun termen de comparație) nici ca un tot unitar și nici pe componente. Operarea parcurilor fotovoltaice este o activitate relativ nouă, nu există parcuri care să fi fost operate în anul 2002 și care să fi fost vândute în prezent.
- **METODA B** are dezavantajul că formulele contabile sunt folosite pentru calcule ce țin în special de fiscalitate și mai puțin pentru determinarea valorii reziduale a unui activ.

De asemenea, **METODA C** este folosită și în calculul necesarului de finanțare (foaia calcul deficit de finanțare anexată la prezenta documentație) iar folosirea aceleiași formule va aduce inclusiv un caracter de unitate între analiza cost-beneficiu și respectivul document.

Pentru aceasta metoda formula este **$FN(n+1)/(r-g)$** .

- r reprezintă rata de actualizare, care are valoarea de 4%;
- g reprezintă creșterea estimată în perpetuitate;

F_n – reprezintă fluxul de numerar.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Flux anul n	6.407.833	6.903.228
Rată perpetuitate	50%	50%
An n+1	3.203.917	3.451.614
An n+2	2.563.133	2.761.291
An n+3	2.050.507	2.209.033
An n+4	1.640.405	1.767.226
An n+5	1.312.324	1.413.781
An n+6	1.049.859	1.131.025
Valoare reziduală	11.820.146	12.733.971

Tabel nr. 43

Calculul indicatorilor de performanță

Rentabilitatea financiară a investiției se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VNA) și a ratei rentabilității financiare a investiției (RIR). Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate. Pentru ca un proiect să poată fi considerat eligibil pentru acordarea cofinanțării din Fonduri, VNA trebuie să fie negativ și RIR trebuie să fie mai mic decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

Profitabilitatea financiară a investiției a fost determinată prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investiției (RIRFC) pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% și prin calcularea venitului net actualizat al investiției.

Rata internă a rentabilității financiare a investiției este calculată luând în considerare costurile totale ale investiției ca o ieșire (împreună cu costurile de exploatare), iar beneficiile (inclusiv valoarea reziduală) ca o intrare.

Fluxurile de numerar luate în calculul RIRFC/C respectiv VANFC/C se regăsesc în capitolul 9 din cadrul Anexelor - Analiza Cost beneficiu.

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt următoarele (conform Ghidului pentru întocmirea analizelor cost-beneficiu recomandat și de ghidul solicitantului aferent prezentului apel):

În cazul valorii actualizate nete (FNPV – în imaginea următoare):

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

În cazul Ratei interne de rentabilitate a proiectului (FRR) în imaginea următoare:

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

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizată netă financiară;
- FRR este RIR;
- S reprezintă fluxul de numerar aferent fiecărui an ;
- i – rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.
- 0-n – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (1-20);
- t – numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, în cazul de față 20 de ani;

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

- a) baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;
- b) valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoze;
- c) fluxul de numerar:
 - **anual**, reprezintă diferența între intrările (încasări) și ieșirile anuale de numerar;
 - **inițial**, este reprezentat de investiția inițială făcută, considerată ca o ieșire de numerar ce are loc în anii -1 și 0;
 - **final**, este reprezentat de valoarea finală (sau reziduală – după perioada de previziune) a investiției, valoarea actualizată a acestuia mărind suma fluxurilor de numerar actualizate;
- d) rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției, anul -1;
- e) fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Valoare actualizată netă financiară a investiției este determinată în tabelul 9 Profitabilitatea și rentabilitatea investiției din anexele Analiza Cost Beneficiu.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/C	3,94%	3,82%
VANF/C	-404.190	-1.299.856
Raportul cost/beneficiu	0,88	0,88

Tabel nr. 44

Valoarea indicatorului RRF/C indică dacă cofinanțarea UE nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. Astfel, VANF(C) înainte de contribuția UE ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

În cazul de față, în ambele scenarii VANF (C) are o valoare negativă iar RRIR/C o valoare inferioară ratei de actualizare (de 4%) rezultând că ambele scenarii necesită finanțare.

Profitabilitatea capitalului investit

În paragrafele următoare se vor determina indicatorii aferenți profitabilității capitalului investit și anume RIRF/K respectiv VANF/K. Acești indicatori nu trebuie confundați cu RIRF/C respectiv VANF/C (care determină necesitatea finanțării) – fiind complementari. Spre deosebire de primii indicatori care iau în calcul valoarea investiției indiferent de sursele de cofinanțare, cei prezentați în secțiunea curentă iau în calcul strict capitalul investit de către beneficiarul proiectului, excluzând din contribuția solicitantului asistența financiară nerambursabilă solicitată.

	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Investiție	80.667.722,63	85.635.148,49
Asistență financiară nerambursabilă	17.434.681,20	17.434.681,20
Capital investit - beneficiar	63.233.041,43	68.200.467,29

Tabel nr. 45

Așa cum s-a menționat și în rubrica destinată cheltuielilor – în vederea implementării proiectului se va accesa un credit după cum urmează:

	Credit accesat (lei)	% Dobândă	Dobândă totală plătită (lei)	Termen de plată - luni
Scenariul 1	44.263.129	5,5%	13.380.263	120
Scenariul 2	44.263.129	5,5%	13.380.263	120

Tabel nr. 46

Astfel, din valoarea capitalului investit de către beneficiar se reduce și valoarea creditului accesat, acesta regăsindu-se în fluxul de numerar sub forma ratelor bancare respectiv a dobânzilor pe care beneficiarul proiectului le plătește pentru respectiva finanțare.

Din punctul de vedere al formulelor folosite, acestea sunt indentice cu cele anterioare:

- pentru calculul Valorii actualizate nete respectiv (FNPV/K)

$$FNPV(C) = \sum_{i=0}^n a_i S_i = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

pentru calculul Ratei interne de rentabilitate economice a proiectului. (FRR)

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

Diferența rezultă din faptul că în cazul de față, investiția ia în calcul doar costul suportat de către beneficiar – contribuția proprie a acestuia la implementarea proiectului și suplimentar (dacă este cazul) costul acestei contribuții – cuantificat prin valoarea totală a dobânzilor plătite.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/K	6,93 %	5,89%
VANF/K	8.386.845,50	6.138.894,16

În manualele de specialitate, valoarea RIRF/K este comparată cu valoarea dobânzii bancare la un depozit indicând care este diferența între a investi respectivele sume într-unul dintre cele două scenarii respectiv de a forma un depozit bancar pentru 20 de ani. Nu există o valoare care să indice o decizie clară, aceasta implicând o serie de factori subiectivi (inclusiv expunerea individuală la risc). Cu cât valoarea RIRF/K este mai mare, cu atât mai mult un potențial investitor este decis să realizeze proiectul de față în detrimentul blocării banilor într-un depozit bancar pentru a obține dobânda ca și venit. În concluzie, cu indicatori de profitabilitate mai ridicați, **scenariul 1 este mai profitabil** decât scenariul 2 pentru beneficiarul proiectului.

Sustenabilitatea financiară(inclusiv fluxul cumulat)

- Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
- Fluxurile de numerar nete care sunt luate în considerare în acest sens au ținut cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
- În determinarea sustenabilității financiare, nu s-a ținut seama de valoarea reziduală, activul nefiind lichidat în ultimul an de analiză.

Totodată, sustenabilitatea financiară este corelată cu:

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
- planul de finanțare și sursele prevăzute, cu prezentarea detaliată a graficelor de rambursare a împrumuturilor, costul creditului, graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiecția anuală a fluxului de numerar pe perioada de operare.

Modul în care proiectul realizează sustenabilitatea financiară se regăsește în cadrul tabelului numărul 8 – **Sustenabilitatea financiară, regăsit în anexele ACB.**

Suplimentar de veniturile și cheltuielile operaționale prezentate, în cadrul sustenabilității s-a mai luat în calcul impozitul pe profit plătit de către societate în fiecare an de operare, estimat la 16% din surplusul de numerar la care a fost adăugată amortizarea investiției).

Din analiza fluxurilor de numerar înregistrate la sfârșitul fiecărui an, reiese faptul ca ***în cazul ambelor scenarii, proiectul este viabil prin disponibilitatea surselor de finanțare pentru acoperirea costurilor proiectului.***

4.7. Analiza economică

(Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin

hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.), inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate.

Conform prevederilor HG 907, în cazul, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, **se elaborează analiza cost-eficacitate**. Având în vedere prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizează ” Analiza cost – eficacitate care se va regăsi în structura Studiului de Fezabilitate **nu este suficientă pentru a justifica un proiect**, chiar dacă furnizează **informații în scopul de a selecta o opțiune**, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiară a proiectului / alternativei selectate. În acest sens este necesar ca documentul Analiză Cost Beneficiu să fie elaborat în **conformitate cu prevederile Ghidului ACB al CE 2014 -2020**.

În concluzie, la capitolul de față se va realiza o **analiză economică** (sau analiza de tip cost-eficacitate), rezultatele acesteia furnizând informațiile necesare în **vederea selectării unei opțiuni**. Scopul prezentului capitol (și implicit al studiului de fezabilitate) va fi atins – rezultatele finale permițând **realizarea unei selecții de opțiune**.

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o **contribuție netă pozitivă pentru societate** și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice. Analiza fezabilității prezentată anterior a luat în considerare exclusiv efectele financiare directe ale investiției asupra patrimoniului beneficiarului. Având în vedere faptul că proiectul de investiții nu are asociat în exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite

Metodologia folosită pentru evaluarea contribuției proiectului la bunăstarea economică și socială a populației ca urmare a implementării investiției, este în conformitate cu **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020**. Pașii luați în calcul pentru determinarea indicatorilor de rentabilitate economică sunt prezentați în paragrafele următoare:

- ***Efectuarea corecțiilor fiscale***

În evaluarea intrărilor și ieșirilor taxa pe valoarea adăugată precum și plățile asigurărilor sociale au fost excluse din calcul. Aceste valori nu au fost luate în calcul în nici un punct al prezentei Analize Cost beneficiu. Suplimentar, ca și în cazul analizei financiare, nu a fost luată în calcul influența inflației sau a creșterii prețurilor de consum.

- ***Corecția externalităților***

Aceasta are drept obiectiv determinarea beneficiilor și costurilor externe (externalizări) , care nu au fost luate în considerare în realizarea analizei financiare. Deși acestea pot fi ușor identificate, ele sunt greu de cuantificat și, în această situație, trebuie enumerate pentru a oferi factorului de decizie elemente în vederea adoptării deciziei. Ca regulă generală, fiecare cost sau beneficiu social care se răsfrânge asupra altor subiecți în absența compensării trebuie contabilizat în această etapă. Conform prevederilor **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020** de pentru investiția de față, factorii de corecție ai externalizărilor recomandați sunt de **1**.

- **Evaluarea intrărilor și ieșirilor în prețuri contabile**

În afara influențelor de ordin fiscal și al externalităților, prețurile reale sunt distorsionate de mecanismele de piață. Evaluarea intrărilor și ieșirilor în prețuri contabile se realizează folosind factori de conversie. Utilizarea factorilor de conversie se datorează faptului că prețurile de intrare și de ieșire nu reflectă valoarea lor socială, datorită distorsiunii de piață (monopol, bariere comerciale și altele).

Datorită naturii sale macro – economice, calcularea factorilor de conversie se realizează de către un **birou de planificare național** și nu proiect cu proiect. În cazul de față s-a ținut cont de recomandările metodologiilor în vigoare, cu mențiunea faptului că prin caracterul său proiectul de față este unul atipic. Cei doi factori de conversie folosiți în cazul de față sunt următorii:

- Factorul standard de conversie a investiției (Ev – Investiție) – **0,81;**
- Prețul umbră al forței de muncă (Ev – Operațional) – **0,674;**

Primul indicator va fi folosit pentru **determinarea tuturor externalităților din perioada de implementare a proiectului** pe când cel de-al doilea indicator va fi folosit pentru **determinarea tuturor externalităților din perioada de operare a investiției**.

În paragrafele următoare sunt reluați pașii prezentați anterior, specific pentru proiectul de față.

Evaluarea externalităților

În cazul proiectului de față au fost identificate atât externalități pozitive precum și externalități negative. De altfel, acest lucru este perfect normal, nici un proiect neavând exclusiv părți pozitive. În paragrafele următoare va fi realizată o analiză a celor două categorii de externalități, inclusiv o prezentare a modului prin care acestea sunt transformate din valori financiare în valori economico – sociale.

Externalități negative:

Singura **externalitate negativă** a analizei este valoarea economică a **costurilor investiționale**, corectate fiscal conform indicatorilor prezentați în finalul prezentului capitol. Practic, pentru a obține toate beneficiile pe care proiectul de față le generează sunt necesare costuri investiționale care pot fi oricând direcționate către alte obiective strategice. Dacă din punct de vedere financiar, impactul acestora a fost calculat în rubrica anterioară, din punct de vedere economic acestea vor fi incluse în secțiunea următoare, reprezentând un element negativ în determinarea indicatorilor de performanță.

În tabelul următor este prezentat costul economic al costurilor investiționale, luând în calcul factorul de conversie aferent perioadei investiționale.

		Scenariul 1		Scenariul 2	
Preluare parte financiară transpusă economic	U.M.	An 1	An 2	An 1	An 2
Cost financiar	Lei	59.855.963	20.811.759	69.096.694	16.538.454
Factor de conversie	%	81,0%	81,0%	81,0%	81,0%
Costul economic aferent măsurilor propuse	Lei	48.483.330	16.857.525	55.968.322	13.396.148

Tabel nr. 48

Externalități pozitive

Reprezintă toate elementele care contribuie într-o manieră pozitivă la obținerea rentabilității economice a proiectului. În cazul de față – au fost identificate două beneficii socio-economice majore:

- Fluxul de numerar pozitiv – transformat în venituri economice;
- Reducerea emisiilor de CO₂ – ca urmare a obținerii de energie provenită din surse regenerabile;

Fluxul numerar

Ca urmare a realizării proiectului, rezultă un flux de numerar pozitiv, specific ambelor scenarii. În tabelul următor este prezentat (pentru primul an de operare) transformarea fluxurilor de numerar financiar în venituri economice. Reamintim faptul că anual deoarece valoarea veniturilor scade, implicit și fluxul de numerar se diminuează.

	Flux de numerar financiar (an 1)	EV Operațional	Flux economic
Scenariul 1	7.122.488	67,4%	4.800.557
Scenariul 2	7.664.335	67,4%	5.165.762

Tabel nr. 49

Fluxurile de numerar sunt cele determinate în cadrul analizei financiare – și care au fost luate în calculul indicatorilor financiari ai proiectului.

Reducere cantitate CO₂

Ca urmare a implementării proiectului, infrastructura va realiza energie electrică din surse regenerabile rezultând o reducere a emisiilor de CO₂ produse în cazul unor infrastructuri similare convenționale.

Conform prevederilor Ghidului Solicitantului, pentru fiecare Mwh energie electrică realizată din surse regenerabile rezultă o reducere a cantității de **CO₂ de 0,6177 tone**. În tabelul următor este prezentată cantitatea de CO₂ (tone) economisită la nivelul întregii perioade de operare.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Mwh total proiect	318.633	339.344
Tone CO ₂ reduse	196.820	209.613

Tabel nr. 50

Conform <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>, prețul mediu al unui certificat CO₂ a ajuns în prezent la peste 90 euro/tona de CO₂. Totodată, previziunile indică un preț mediu de peste 70 euro/tonă pentru următorii 2 ani, alte estimări nefiind disponibile la acest moment. Se consideră așadar că din punct de vedere financiar, fiecare tonă de CO₂ economisită ca urmare a implementării proiectului are valoarea unui certificat verde -motiv pentru care vom considera o valoare de 67,5 euro drept etalon pentru analiza economică a proiectului. (336 lei). S-a luat așadar în calcul inclusiv o rezervă de prudență, beneficiile economice fiind ușor subestimate în corelație cu principiul prudenței.

Valoare financiară	Factor conversie	Valoare economică
336	67,4%	226,57

Tabel nr. 51

În tabelul următor sunt prezentate veniturile economice aferente reducerii de CO₂, pentru cele două scenarii analizate:

	Tone CO ₂ reduse	Venit economic tonă	Venit economic anual
Scenariul 1	196.820	226,57	66.160.884
Scenariul 2	209.613	226,57	70.461.342

Tabel nr. 52

Verificarea rentabilității economice a proiectului

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt similare ca în cazul indicatorilor financiari, singura diferență fiind faptul că sunt aplicați valorilor economice determinate în paragrafele anterioare. Totodată, rata de actualizare (*i*) în acest caz este de 5%.

Pentru calculul valorii actualizate nete (FNPV în imaginea următoare) se aplică următoarea formulă.

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

Pentru calculul Ratei interne de rentabilitate economice a proiectului. (FRR)

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

Total costuri economice/ total venituri economice pentru calculul raportului cost/beneficiu

Rezultatele analizei economico - sociale sunt prezentate în tabelul următor. Indicatorii economici arată că proiectul de investiții are o rentabilitate ridicată din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supra – unitar, beneficiile depășind clar costurile.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIR/E	9,27%	9,25%
VAN/E	24.368.804,16 lei	25.517.244,15 lei

Tabel nr. 53

Beneficiile indirecte sunt beneficiile care nu influențează direct utilizatorii infrastructurii, însă au un impact mai larg, prin oportunitățile sociale și economice pe care le creează înființarea infrastructurii. Exemple de beneficii indirecte:

- Creșterea eficienței energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Creșterea calității vieții;
- Scăderea gazelor cu efect de seră;
- Prevenirea și combaterea poluării;
- Conservarea mediului ambiant – prin eliminarea surselor alternative de energie (în special gazul necesar producției de energie electrică)

În concluzie, din punctul de vedere al indicatorilor cantitativi (RIR/E respectiv VAN/E), scenariul ales **este scenariul numărul 1** acesta fiind mai benefic din punct de vedere economico – social comparativ cu scenariul 2. Din punctul de vedere al beneficiilor calitative (descrie anterior), ambele scenarii sunt similare, având același impact.

4.8. Analiza de senzitivitate

(Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.),

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și impactul potențial al variației acestor variabile asupra indicatorilor de performanță financiară și economică.

În rândurile următoare este prezentată și această analiză, care presupune parcurgerea următorilor pași:

- identificarea **variabilelor** care sunt considerate **critice** pentru durabilitatea beneficiilor proiectului. Acest lucru se va realiza prin modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară;
- identificarea indicatorilor de performanță pentru care variabilă poate deveni critică;
- calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate (reprezintă modificarea procentuală a variabilei critice identificate care determină că valoarea indicatorului de performanță analizat să ajungă sub un nivel minim de acceptabilitate).

Astfel, se începe analiza de senzitivitate stabilind parametrii de intrare pe care se va structura aceasta. Acești parametrii vor reprezenta variabilele critice din studiul de față. Variația lor va determina variații în indicatorul de performanță al proiectului. În funcție de efectele propagate, variabilele critice se vor clasifica în elastice, inelastice sau de elasticitate unitară. Analiza de senzitivitate va sta la baza analizei de risc din subcapitolul următor.

Parametrul de intrare care reprezintă variabila critică este **valoarea investiției proiectului** a cărei valoare este prezentată în tabelul următor.

Variabila critică – Scenariul 1		Variabila critică – Scenariul 2
i.	Valoarea investiției proiectului – 80.667.623 lei.	Valoarea investiției proiectului – 85.635.148 lei.

Tabel nr. 54

Indicatorii de performanță pentru care se va realiza calculul valorilor de comutare este unul dintre cei mai reprezentativi indicatori ai proiectului și anume:

- Valoarea actualizată netă economică (VANE);

În continuare se va analiza impactul variației variabilelor de intrare asupra indicatorului de performanță al proiectului. Se va identifica impactul în urma unor măsurători distincte pentru variații de 1%, 5%, respectiv 10% a parametrului (considerat a fi variabilă critică) după care, în cazul în care se dovedește că este vorba de o variabilă critică se va determina pragul de comutare și curba de elasticitate.

Valoarea actualizată netă – economică (VANE) – scenariul 1

Se vor varia pe rând valoarea investiției cu +1%, +5% respectiv +10%. Noii indicatori de performanță variază după cum urmează:

Indicator	Baza de calcul	-1%	- 5%	- 10%
Valoare investiție	80.667.723	81.474.400	84.701.109	88.734.495
VAN/E	24.368.804,16	24.052.009,71	22.784.831,89	21.200.859,62
Elasticitate indicator		1,3%	6,5 %	13 %

Valoarea actualizată netă – economică (VANE) – scenariul 2

Se vor varia pe rând valoarea investiției cu +1%, +5% respectiv +10%. Noii indicatori de performanță variază după cum urmează:

Indicator	Baza de calcul	-1%	- 5%	- 10%
Valoare investiție	54.389.476	54.933.371	57.108.950	59.828.424
VAN/E	25.517.244,15	25.177.864,80	23.858.623,28	22.123.450,67
Elasticitate indicator		1,33 %	6,65% %	13,30 %

Se poate observa că în cazul de față avem de-a face cu indicatori elastici VAN/E având o elasticitate de 1,3% în cazul scenariului 1 respectiv 1,33% în cazul scenariului 2. Cu toate acestea raportat, valoarea investiției nu este o variabilă critică, variația fiind sub 5%/ punct procentual comutat, pragul minim pentru definirea variabilelor critice.

Analiza de risc cantitativă este necesară a se realiza doar pentru indicatorii critici care au o elasticitate mai mare de 5%, ceea ce nu este cazul în situația de față. În capitolul următor este prezentată analiza de risc realizată doar la nivel calitativ, prezentând principalele riscuri și măsurile de prevenire respectiv de diminuare a acestora.

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

Având în vedere rezultatele analizei de sensibilitate și ținând cont de incertitudinile legate de aspectele care nu sunt în mod direct reflectate în calculele realizate în cadrul analizei cost-beneficiu, a fost pregătită o matrice a riscurilor în vederea identificării măsurilor de prevenire și atenuare a riscurilor. Această matrice este general valabilă pentru ambele scenarii analizate.

O Probabilitate de apariție (P) este atribuită fiecărui eveniment nefavorabil. Mai jos, o clasificare recomandată furnizată în “Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020”:

- A: Foarte puțin probabil (probabilitate 0–10 %)
- B: Improbabil (probabilitate 10–33 %)
- C: Probabilitate medie (probabilitate 33–66 %)
- D: Probabil (probabilitate 66–90 %)
- E: Foarte probabil (probabilitate 90–100 %)

Fiecărui efect îi este atribuit un impact (S) de la, să zicem, I (niciun efect) la VI (catastrofic), în baza costului și/sau pierderii bunăstării sociale generate de proiect. Aceste numere permit o clasificare a riscurilor, asociată cu probabilitatea lor de apariție. Mai jos este prezentată clasificarea recomandată în “Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020”.

Clasificarea riscului în funcție de impact

Clasificare	Semnificație
I	Niciun efect semnificativ asupra bunăstării sociale, chiar și fără măsuri de remediere

II	Reducere nesemnificativa a bunăstării sociale generata de proiect, afectând foarte puțin efectele pe termen lung ale proiectului. Cu toate acestea, sunt necesare masuri de remediere sau corective.
III	Moderat: reducere a bunăstării sociale generata de proiect, în mare parte de natura financiara, chiar si pe termen mediu-lung. Masurile de remediere ar putea corecta problema.
IV	Critic: Reducere semnificativa a bunăstării sociale generata de proiect; apariția riscului determina o pierdere a funcției(funcțiilor) primare a proiectului. Masurile de remediere, chiar si pe scara larga, nu sunt suficiente pentru a evita daune grave.
V	Catastrofal: Eșecul proiectului poate duce la pierderi grave sau totale ale funcțiilor proiectului. Principalele efecte pe termen mediu-lung ale proiectului nu se materializează.

Tabel nr. 56 Sursa: "Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economica pentru politica de coeziune 2014-2020"

Nivelul riscului este combinația dintre Probabilitate si Impact (P*S).

Nivelurile de risc având în vedere impactul și probabilitatea - general

Impact / Probabilitate	I	II	III	IV	V
A	Scăzut	Scăzut	Scăzut	Scăzut	Moderat
B	Scăzut	Scăzut	Moderat	Moderat	Ridicat
C	Scăzut	Moderat	Moderat	Ridicat	Ridicat
D	Scăzut	Moderat	Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat
E	Moderat	Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat

Tabel nr. 57

Matricea de prevenire a riscurilor

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=PxS)	Masuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual dupa masurile de prevenire/ diminuare
Depășirea costurilor de investiție	C	III	Moderat	Costurile de investiție estimate la faza de proiectare - studiu de fezabilitate se bazează pe preturile pieței pentru anul în care s-a realizat studiul de fezabilitate. Atenție sporita construirii bugetului, verificarea suplimentara a ofertelor.	Redus
Întârzieri ale proiectului datorate procedurilor administrative	B	II	Redus	Echipa de implementare a proiectului va asigura legătura cu autoritatea finanțatoare pentru deblocarea situațiilor apărute.	Redus
Evaluarea incorecta a valorii investiției si a costurilor de exploatare	C	III	Moderat	Consultarea cu experți si/sau furnizori din domeniu în vederea planificării investiției.	Redus

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=PxS)	Masuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual dupa masurile de prevenire/ diminuare
Riscul de abandonare a lucrărilor de către constructor	B	II	Redus	Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscul de a nu se respecta graficul de executie	C	III	Moderat	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscuri legate de contractant (faliment, lipsa resurselor)	B	II	Redus	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Monitorizarea ca resursele specificate în oferta de Antreprenor sa fie alocate în implementarea contractului de acesta.	Redus
Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei	D	III	Moderat	Informare frecventa si continua privind apariția unor eventuale reglementari noi în domenii aplicabile proiectului. Monitorizarea periodica a propunerilor de modificare a cadrului legislativ/de reglementare cu impact în sectorul energiei.	Redus
Evoluția preconizată a prețurilor pentru inputurile cheie ale proiectului este incorectă	B	III	Redus	Aplicarea principiului prudenței atât în determinarea costurilor precum și în determinarea veniturilor. Păstrarea ipotezelor corelate astfel încât scăderea veniturilor ar genera și o scădere a costurilor, la nivelul fluxului de numerar impactul fiind minim.	Redus

Tabel nr. 58

Analiza de risc arata ca riscurile reziduale pentru proiect sunt reduse ca rezultat al masurilor prevăzute pentru prevenirea apariției riscurilor identificate si/ sau diminuare a impactului acestora în cazul în care acestea se materializează. Nivelul general al riscului rezidual se considera a fi acceptabil. Așadar, se poate concluziona ca probabilitatea ca proiectul sa nu își atingă obiectivele este marginala, luând în considerare ca masurile de diminuare/ prevenire din matricea de mai sus sunt implementate corespunzător.

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

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

	SCENARIUL 1	SCENARIUL2
RIRF/C	3,94%	3,82%
RIRF/K	6,93%	5,89%
RIRF/E	9,27%	9,25%
SUSTENABILITATE	DA – PE TOȚI ANII	DA – PE TOȚI ANII
DURATA RECUPERARE(ANI)	7,1	7,2
PROFITABILITATE	61,4%	61,5%
SENZITIVITATE	ELASTIC	ELASTIC

Tabel nr. 59

Din punct de vedere tehnic, desi scenariile propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, consideram, dat fiind usurinta in implementare, scenariul 1 ca fiind mai bun din punct de vedere tehnic, intrucat foloseste la maxim infrastructura existenta.

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

Scenariul recomandat este **Scenariul 1**, acesta fiind mai bun din punct de vedere economic, financiar si tehnic, conform explicatiilor de la capitolele anterioare.

In urma evaluarii celor doua scenarii propuse, se recomanda scenariul I, fiind un sistem mai eficient avand urmatoarele avantaje:

Cost al investitiei mai redus

Descentralizarea productiei de energie electrica

Cresterea eficientei energetice prin eliminarea distantei dintre punctele de productie si consum. Se elimina pierderile de energie asociate liniilor de transport a energiei.

Reducerea emisiilor de CO2 prin productia energiei din surse regenerabile.

Efecte ce vor rezulta prin realizarea investitiei in varianta recomandata:

Integrarea surselor regenerabile de energie in structura sistemului energetic national.

Diminuarea barierelor tehnico-economice in procesul de valorificare a surselor regenerabile de energie simultan cu idetificarea elementelor de cost si de eficienta economica.

5.3. Descrierea scenariului/optiunii optim(e) recomandat(e):

a) obținerea și amenajarea terenului;

SERG COMPANY SRL detine dreptul de suprafacie asupra terenului necesar dezvoltarii obiectivului energetic pe o perioada de 25 de ani conform contractelor de Suprafacie Nr.6140, 6141 din 21.10.2020.

Suprafata pentru constructia obiectivului este de 260000 mp, in prezent, acesta face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, cu destinație de pășune, fiind liber de orice sarcini.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Pentru parcurile fotovoltaice necesarul de utilitati consta in existenta in apropiere a liniei electrice apartinand Sistemului Energetic National (SEN) la care sa se racordeze parcul fotovoltaic si care sa fie capabila sa evacueze energia electrica produsa de catre echipamentele parcului fotovoltaic si a drumurilor de access necesare pentru transportul si montajul componentelor acestuia.

Alimentarea cu apa: nu este cazul. Producerea energiei electrice se realizeaza fara consum de apa tehnologica.

Evacuarea apelor uzata menajere si tehnologice: nu este cazul.

Managementul deseurilor: deseurile rezultate din activitati de intretinere / reparatii vor fi stocate temporar in spatii special amenajate si eliminate prin firme specializate/ autorizate.

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

Astfel, se consideră o capacitate instalată totală în invertoare de 14,06 MW. Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit din TREI Centrale CEF Cojani 1 (5,180 MW), CEF Cojani 2 (5,180 MW) și CEF Cojani 3 (3,700 MW). CEF Cojani 1 va avea un număr de 9.856 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 120 de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2172 x 1303 x 30 mm și o greutate de aproximativ 31.0 kg. CEF Cojani 2 va avea un număr de 9.856 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1. CEF Cojani 3 va avea un număr de 7.040 module PV, cu aceleași caracteristici ca CEF Cojani 1.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 600 Wp, cu o eficiența nominală de 21,2% în condiții standard de testare (STC):

- radiație solară 1000 W/m²;
- masa aerului AM 1,5;
- temperatura celulei 25°C.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	120 (20x6)	-
Dimensiuni	2172 x 1303 x 30	mm
Greutate	31,0	kg
Module PV per palet	36	Buc.
Module PV per container	648	Buc.
Putere nominală (Pmax)	600	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	34.90	V

Intensitate curent de operare (Imp)	17,20	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	41,3	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	18,47	A
Eficiență modul STC	21,2	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	30	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Tabel nr. 60

Modulele PV vor fi instalate pe o structura metalica fixa, la o înclinare de 37°, cu orientarea sud.

Sistemul va fi prevăzut cu **invertoare trifazate** de tip „string inverter” cu o putere instalată de 185 kW (76 bucăți), cu cu o eficienta europeana minima de 98,69%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	175	kW
Putere nominală aparentă (AC)	185	kVA
Eficiența europeană minimă	98,69	%
Tensiunea nominală la ieșire	800	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	126,3	A
Intensitatea maximă a curentului electric	134,9	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	84	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60 °	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3,5	W

Tabel nr. 61

Capacitatea de stocare propusă în acest Scenariu, de 3,15 MWh reprezintă stocarea energiei produse la capacitatea instalata a centralei timp de **13,4 minute**.

Sistem de stocare format din 3 baterii, fiecare cu o capacitate de stocare de 1,05 MWh. Tehnologie sistemului este bazata pe Litiu Fier Fosfat (LiFePO4) permițând realizarea a minim 6000 cicluri cu descărcare 90% în 2 ore sau 4000 cicluri descărcare 90% într-o oră.

Scopul principal al acestora este de a compensa dezechilibrele generate de abaterile de la prognoza de producție datorate condițiilor meteo dar si de a optimiza vârfurile de producție din câmpul (parcurile) fotovoltaic si injectarea în rețea se face după un anumit program (vârf de sarcină), bazat pe echilibrarea prețului de vânzare a energiei și respectarea regulilor pe piața de energie și a celor

stabilite de OTS. Caracteristicile sistemului de stocare propus către analiză sunt prezentate în Tabelul următor.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală	250	kW
Capacitate	1050	kWh
Performanta baterie	6000	cicluri
Tip baterie	Lithium Iron Phosphate LiFePO4	-
Dimensiuni	6100 x 2500 x 2900	mm
Temperatura	-25° - +50°	°C
Eficiența sistemului (dus-întors)	88	%

Tabel nr. 62

d) probe tehnologice și teste.

Vor fi efectuate in timpul si dupa finalizarea lucrarilor de executie conform programului de control al calitatii, verificari si incercari.

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

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

Valoarea totală a obiectului de investiții	AN 1- Fără TVA	An 2 fără TVA	Total fără TVA
Total (exclusiv TVA)	59.855.963,48	20.811.759,15	80.667.722,63
din care C+M	22.811.085,08	3.116.555,55	25.927.640,63
TVA	11.103.931,24	3.749.118,70	14.853.049,94
Total (inclusiv TVA)	70.959.894,72	24.560.877,85	95.520.772,57

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

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	14,06	MW

Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	10880,57 *	Echivalent tone de CO2
Indicatorul I.3	Producția brută de energie primară din surse regenerabile	1,51486 **	Mii tep/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile	352293	MWh

*Reducere CO2 medie anuala

** Producția brută de energie primară medie anuala

Capacități fizice :

- Suprafata teren: 26 Ha;
- Panouri fotovoltaice 600W: 26752 buc
- Invertoare 185 kW: 76 buc
- Puncte de Transformare 2000 kVA: 8 buc
- Sistem de stocare a energiei cu capacitate de 3.15 MW : 1 buc
- Punct de Conexiune: 3 buc

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

Indicatori financiari	Scenariul 1
RIRF/C	3,94%
RIRF/K	6,93%
RIRF/E	9,27%
DURATA RECUPERARE (ANI)	7,1
PROFITABILITATE	61,4%

Proiectul va contribui in mod subsatntial la reducerea poluarii aerului, influentand in mod direct sanatatea populatiei.

Cresterea ponderii sursei regenerabile in mixul energetic al Romaniei va contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera si a „ amprentei „de carbon.

Aportul proiectului la reducerea de CO2 este de 217611,39 tone intr-o perioada de fuctionare de 20 de ani.

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

Durata estimata de executie este de 24 luni.

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

Elaborarea studiului de fezabilitate a fost efectuată respectând următoarele acte legislative:

1. Legea 242 din 23 iulie 2009 privind aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 27/2008 pentru modificarea și completarea Legii nr. 350/2001 privind amenajarea teritoriului și urbanismul;
2. Legea 10 din 18 ianuarie 1995 privind calitatea în construcții, cu modificările și completările ulterioare;
3. Legea 50 din 29 iulie 1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor, cu modificările și completările ulterioare;
4. Norme metodologice din 12 octombrie 2009 pentru aplicarea Legii 50 din 1991 privind autorizarea executării construcțiilor cu modificările și completările ulterioare;
5. Ordonanță de Urgență nr.164 din 19 noiembrie 2008 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului;
6. Hotărârea nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice

Documentatiile vor fi întocmite cu respectarea normativelor si standardelor in vigoare si se va tine seama de toate prevederile legislatiei din domeniul calitatii constructiilor, in scopul realizarii si mentinerii cerintelor fundamentale, pe intreaga durata de existenta a constructiilor.

Proiectele întocmite vor fi verificate de către verificatori tehnici atestați, privind respectarea reglementarilor tehnice referitoare la cerințele fundamentale aplicabile.

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

Detalierea surselor de finanțare ale investiției se va prezenta conform tabelului:

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare LEI
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	95.520.772,57
	din care TVA	14.853.049,94
II	Valoarea neeligibilă a investiției	46.442.901,43
III	Valoarea eligibilă a investiției	49.077.871,14
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	17.434.681,20
2	Contribuția solicitantului (2=I-1)	78.086.091,37
2.1	Surse proprii	33.822.962,37
2.2	Credit	44.263.129,00

Tabel nr. 63

În cazul în care proiectul cuprinde și capacități de stocare, solicitantul va prezenta defalcarea bugetului proiectului pe componentele producție energie electrică și stocare, astfel:

Componenta	Valoarea totala (fără TVA) LEI	Valoarea totală eligibilă a cheltuieli LEI	Valoarea ajutorului de stat solicitat LEI	Ponderea în total ajutor de stat solicitat (%)
1	2	3	4	5
Producția de energie electrică	72.654.902,63	43.426.479,07	15.427.050,94	88,48%
Stocarea energiei electrice	8.012.820,00	5.651.392,06	2.007.630,26	11,52%
Total	80.667.722,63	49.077.871,14	17.434.681,20	100%

Tabel nr. 64

Valoarea ajutorului de stat solicitat (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat (Euro/MW)
1	2	3
3.500.940,00 euro	14,06 MW	249.000 euro/MW

Tabel nr. 65

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

La faza de D.T.A.C. întocmită inițial, au fost obținute următoarele avize /acorduri:

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

Certificatul de urbanism emis de Primaria Targu Carbunesti Nr. 133 din 27.10.2020

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

Extras Carte Funciara 38669 emis de Oficiu de Cadastru si Publicitate imobiliara Gorj, Biroul de cadastru si Publicitate imobiliara Targu Jiu.

Extras Carte Funciara 38670 emis de Oficiu de Cadastru si Publicitate imobiliara Gorj, Biroul de cadastru si Publicitate imobiliara Targu Jiu.

Extras Carte Funciara 38671 emis de Oficiu de Cadastru si Publicitate imobiliara Gorj, Biroul de cadastru si Publicitate imobiliara Targu Jiu.

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

Decizia de incadrare emisa de Agentia nationala pentru protectia mediului Gorj Nr. 82 din 24.08.2021

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Aviz de amplasament Distribuție Energie Oltenia – Sucursala Tg Jiu Nr. 001500004489 din 27.10.2020

Aviz tehnic de racordare emis de Distribuție Energie Oltenia – Sucursala Tg Jiu Nr. 001500004489 din 21.01.2022

Avizul tehnic de Racordare este în proces de actualizare cu noua soluția tehnică prevăzută în Studiul de Fezabilitate.

Cererea de actualizare a fost înregistrată la Distribuție Energie Oltenia cu numărul: 6004930180 din 09.06.2022

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

Studiul topografic al terenului a fost realizat de Drumen Gheorghe și avizat de OCPI.

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

Acord Consiliu Judetean Gorj Nr. 58 din 07.07.2021 privind construirea centralei fotovoltaice si a capacitatii de stocare aferente.

Avizele obținute sunt în continuare valabile întrucât a fost emisă și autorizația de construire nr. 58 din 07.09.2021 de catre Primaria Targu Carbunesti, valabilă până la data de 06.09.2022

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

a) Titularul investitiei: S.C. SERG COMPANY S.R.L.

- Str. Primaverii, Nr.13, Targu Jiu, Jud Gorj

- Cod Unic de Inregistrare (CUI) 24563532

b) adresa titularului, telefon, fax, adresa de e-mail :

- Str. Primaverii, Nr.13, Targu Jiu, Jud Gorj

Telefon: TiloIU Petrisor, 0726280673

- e-mail: office.sergcompany@gmail.com

c) reprezentanti legali / imputerniciti, cu date de identificare :

- Reprezentant legal (administrator): TiloIU Petrisor

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

Durata estimata de implementare a obiectivului de investitii este de 24 luni, din care durata de executie este de 12 luni.

Graficul de esalonare a investitiei:

Activitati / subactivitati	Din oct 2020 – data emiterii CU pana in prezent	iul.22	aug.22	sept.22	oct.22	nov.22	dec.22	ian.23	feb.23	mar.23	apr.23	mai.23	iun.23
Studii teren	49.800,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru obtinere ATR	39.840,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru actualizare ATR	19.920,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii obtinere AC	84.660,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica		201.192,00	201.192,00	201.192,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Organizarea procedurilor de achizitie, atribuire si plata avansurilor					12.450,00	12.450,00	-	-	-	-	-	-	-
Consultanta si management		3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50
Audit financiar		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Informare si publicitate		-	-	7.500,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucrari constructii		-	-	-	-	-	2.258.698,51	15.810.889,56	-	-	-	4.517.397,02	-
Montare, instalare centrala fotovoltaica		-	-	-	-	-	4.699.802,03	-	-	-	-	-	29.340.634,27
Realizarea instalatiei electrice, racord la retea		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amenajare pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala		-	-	-	-	-	51.460,00	-	-	-	-	-	-
Pregatire personal de exploatare, probe tehnologice si teste		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Asistenta si supraveghere tehnica		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comisiune, cote taxe, costul creditului		-	-	-	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90	19.921,90
		-	-	-	-	-	217.102,38	506.572,22	-	-	-	-	1.013.144,44

Tabel nr. 66

Activitati / subactivitati	iul.23	aug.23	sept.23	oct.23	nov.23	dec.23	ian.24	feb.24	mar.24	apr.24	mai.24	iun.24
Studii teren	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru obtinere ATR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii pentru actualizare ATR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Documentatie si studii obtinere AC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Organizarea procedurilor de achiziție, atribuire si plata avansurilor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Consultanta si management	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50	3.112,50
Audit financiar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.450,00	12.450,00
Informare si publicitate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.500,00
Lucrari constructii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Montare, instalare centrala fotovoltaica	3.557.979,9 7	-	-	-	-	9.399.604,07	-	-	-	-	-	-
Realizarea instalatiei electrice, racord la retea	-	-	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	516.105,93	-	-	-	-

Tabel nr. 67

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

Operarea/exploatarea comerciala a noilor instalatii se va efectua de către firma specializata pentru o astfel de activitate. Furnizorul echipamentelor care se vor monta va livra, odată cu furnitura, următoarele documente: cartea tehnică a produsului; manualul /planul de întreținere inspecții și reparații; instrucțiunile de exploatare / operare; lista pieselor de schimb pentru doi ani de funcționare. Furnizorul poate acorda asistență tehnică și service (inclusiv piese de schimb) pe toată durata de viață a echipamentului, în baza unui contract de service

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Beneficiarul **SERG COMPANY S.R.L** va asigura operarea proiectului atât prin capacitățile sale cât și prin încheierea unor contracte cu firme specializate:

- a. **Mentenanța (tehnică)** se va externaliza către o societate specializată pentru o rentabilitate optimă.
- b. **Operarea (comercială)** se va externaliza către o societate specializată pentru o rentabilitate optimă. Operarea include drept servicii principale: prognoza, notificări zilnice și lunare, menținerea comunicării cu terțe părți implicate cum ar fi PRE (partea responsabilă cu echilibrarea), OD (operatorul de distribuție), Transelectrica (operatorul de transport), firma de furnizare pe baza de contract de vânzare-cumpărare energie electrică.
- c. **Contabilitatea (financiar)** se va realiza intern, prin resursele proprii ale proprietarului;
- d. **Siguranța și securitatea investiției** se va realiza intern, prin resursele proprii ale proprietarului. Vor fi amplasate sisteme de supraveghere și control, astfel încât să fie asigurată constant buna funcționare și securitatea investiției.

8. Concluzii și recomandări

Elementele componente ale centralei electrice fotovoltaice sunt interdependente, respectiv indisponibilitatea unui element implică reducerea producției de energie electrică a centralei sau chiar întreruperea acesteia.

În vederea atingerii producției de energie electrică asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie să fie în bună stare de funcționare și interconectate în cadrul fluxului energetic.

În acest scop mentenanța preventivă și predictivă corect aplicată poate suplini cu succes mentenanța corectivă (fără a o înlocui total).

Subliniem rolul deosebit de important al sistemului de monitorizare și conducere operativă și al sistemului de măsurare în buna exploatare al centralei electrice.

Sistemul de protecție și pază deși nu este un element din fluxul tehnologic al centralei, este deosebit de important pentru buna desfășurare a activității (avarierea centralei prin vandalism/furt poate constitui un factor perturbator foarte grav).

B. PIESE DESENATE

- 1. plan de amplasare în zonă;**
- 2. plan de situație;**
- 3. planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrie, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;**
- 4. planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.**

Intocmit,
Ing. Bestoiu Bogdan Ioan



OPIS
ANEXE STUDIU FEZABILITATE

Anexa Nr.	CEF COJANI
1	Hotarare AGA aprobare studiu de fezabilitate si indicatori tehnico - economici
2	Plan de amplasare in zona a centralei fotovoltaice
3	Plan de situatie al centralei fotovoltaice
4	Planuri specifice, sectiuni generale structura metalica
5	Analiza Cost Beneficiu scenariul 1
6	Analiza Cost Beneficiu scenariul 2
7	Calcul productiei si al factorului de capacitate pt centrala fotovoltaica
8	Certificat de urbanism pentru obtinerea Autorizatiei de Construire
9	Extrase de carte funciara
10	Act Administrativ Protectia mediului – Decizia etapei de incadrare
11	Aviz Tehnic de Racordare
12	Studiu topografic vizat OCPI
13	Aviz Amplasament
14	Acord Consiliu Judetean
15	Autorizatie de construire
16	Studiu geotehnic
17	Deviz general scenariu 1
18	Deviz obiecte scenariu 1
19	Lista echipamente lucrari scenariu 1
20	Deviz general scenariu 2
21	Deviz obiecte scenariu 2
22	Lista echipamente lucrari scenariu 2
23	Fise tehnice echipamente
24	Oferte echipamente
25	Oferte consultanta proiect MP
26	Oferte audit
27	Oferte informare si publicitate
28	Oferta operare comerciala
29	Contract prestari servicii consultanta
30	Contract servicii recrutare personal
31	Oferta Asigurare
32	Oferta Mentenanta
33	Atestat ANRE – LPV Service Consult

