

STUDIU DE FEZABILITATE

Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în oras Rupea, județul Brașov



BENEFICIAR: Primăria Rupea

ADRESA: Rupea, Str.Republicii, nr.169, cod poștal 505500, Jud.Brașov

PROIECTANT GENERAL: S.C. POWER INOV ENERGY S.R.L.

Lucrarea: 12/13C-28.11.2023

Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în oras Rupea, județul Brașov

Faza: Studiu de fezabilitate

APROBAT: Ion Baran _____

VERIFICAT: Ing. Sorin Abagiu _____

PROIECTAT: Ing. Sorin Abagiu _____
Ing. Ionel Lepadat

Cuprins

1.	Informații generale privind proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune	5
1.1.	Denumirea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.....	5
1.2.	Autoritatea contractantă.....	5
1.3.	Ordonator de credite (secundar/terțiar)	5
1.4.	Beneficiarul proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune (dacă este diferit de autoritatea contractantă).....	5
2.	Situația existentă și necesitatea realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.	5
2.1.	Concluziile studiului de fezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză	5
2.2.	Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare	6
2.3.	Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	16
2.4.	Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	20
2.5.	Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.....	25
3.	Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	29
3.1	Particularități ale amplasamentului	30
3.2.	Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic, la nivelul unor linii generale ale proiectului tehnic preliminar:	39
3.3.	Costurile estimative ale proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune:.....	47
3.4.	Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor	50
3.5.	Grafice orientative de realizare a cheltuielilor cu investiția, dacă sunt aplicabile în această etapă a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	50
4.	Analiza fiecărui scenariu tehnico-economic propus	51
4.1.	Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință	51
4.2.	Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune	52
4.3.	Situația utilităților și analiza de consum, dacă sunt aplicabile în această etapă de elaborare a studiului de fezabilitate și cu condiția să nu constituie responsabilitatea partenerului privat într-o etapă ulterioară a realizării proiectului	56
4.4.	Sustenabilitatea realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	61
4.5.	Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	65
4.6.	Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată; sustenabilitatea financiară la nivelul de model financiar indicativ	66
4.7.	Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate la nivelul de model financiar indicativ.....	69

4.8. Analiza de senzitivitate	69
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor în măsura în care sunt aplicabile în această etapă a realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	70
5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă), cu excepția cazului în care soluția tehnică face obiectul procedurii de atribuire a contractului de parteneriat public-privat/de concesiune	77
5.1. Comparația scenariilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	77
5.2. Selectarea și justificarea scenariului recomandat	78
5.3. Descrierea scenariului recomandat	78
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	78
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	80
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, 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, în măsura în care sunt aplicabile în această etapă ...	81
6. Implementarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	81
6.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	81
6.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul previzionat de implementare a investiției, eșalonarea previzionată a investiției pe ani	82
6.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere, cu mențiunea dacă operarea/mentenanța vor constitui responsabilitatea partenerului privat/concesionarului sau responsabilitatea partenerului public/concedentului: etape, metode și resurse necesare	82
6.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale necesare realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune	82
7. Concluzii și recomandări	83
ANEXE	83

1. Informații generale privind proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune

1.1. Denumirea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în oraș Rupea, județul Brașov

1.2. Autoritatea contractantă

Primăria Orașului Rupea
Adresa: Strada Republicii nr. 169
Localitate: Rupea
Județ: Brașov
Cod poștal: 505500
Telefon: 0268 260 490
Fax: 0268 260 788
Email: contact@primariarupea.ro
Web: <https://www.primariarupea.ro/>

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune (dacă este diferit de autoritatea contractantă)

Nu este cazul.

2. Situația existentă și necesitatea realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

2.1. Concluziile studiului de fezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

Prezenta documentație este elaborată în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborarea și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

HG 907/ 2016 reglementează etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice pentru realizarea obiectivelor/ proiectelor noi de investiții în domeniul construcțiilor, a lucrărilor de intervenții la construcții existente și a altor lucrări de investiții, denumite în continuare obiective de investiții, ale căror cheltuieli, destinate realizării de active fixe de natura domeniului public și/sau privat al statului/unității administrative teritoriale ori de natura domeniului privat al persoanelor fizice și/sau juridice, se finanțează total sau parțial din fonduri publice, respectiv din bugetele prevăzute la art. 1 alin. (2) din Legea nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, și la art. 1 alin. (2) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare.

Totodată, conținutul documentației s-a întocmit în conformitate cu conținutul cadru prevăzut de Legea 453/2001, pentru modificarea și completarea Legii 50/1991 actualizată privind autorizarea executării lucrărilor de construcții.

Pentru prezentul proiect nu a fost elaborat anterior un studiu de fezabilitate.

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

Sursele de energie regenerabilă reprezintă o oportunitate concretă de dezvoltare durabilă. Pentru a stimula adoptarea de surse regenerabile pentru producerea energiei, atât Uniunea Europeană cât și celelalte state au adoptat măsuri financiare de susținere puternică și incisivă. În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia Europeană a propus o modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 % până în 2030.

<https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13670-2021-INIT/ro/pdf>

Energia din surse regenerabile în UE a crescut puternic în ultimii ani. Mai concret, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a ajuns la o valoare aproape dublă în ultimii ani, de la aproximativ 8,5 % în 2004 până la 17,0 % în 2016 așa cum se observă în figura 1.

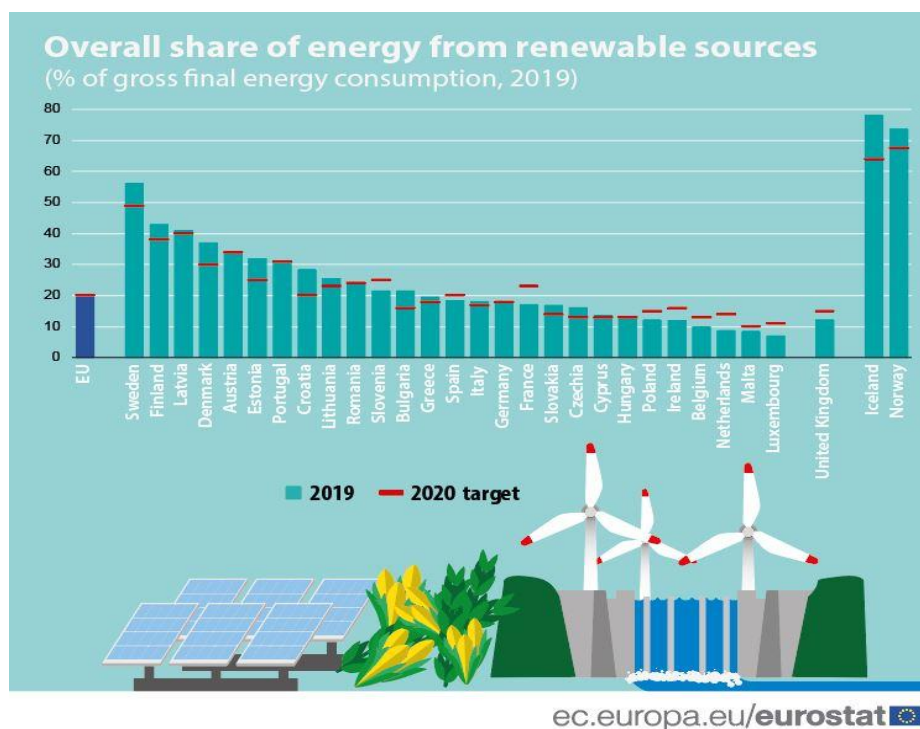


Fig. 1: Ponderea energiei din surse regenerabile, 2019 cu ținta 2020 (în % din consumul final brut de energie) Sursă: Eurostat (<https://euagenda.eu/upload/publications/eprs-bri2021662619-en.pdf>)

În anul 2020 România își atinsese ținta de surse regenerabile și se afla printre țările UE care și-au depășit obiectivele propuse a se vedea figura 2.

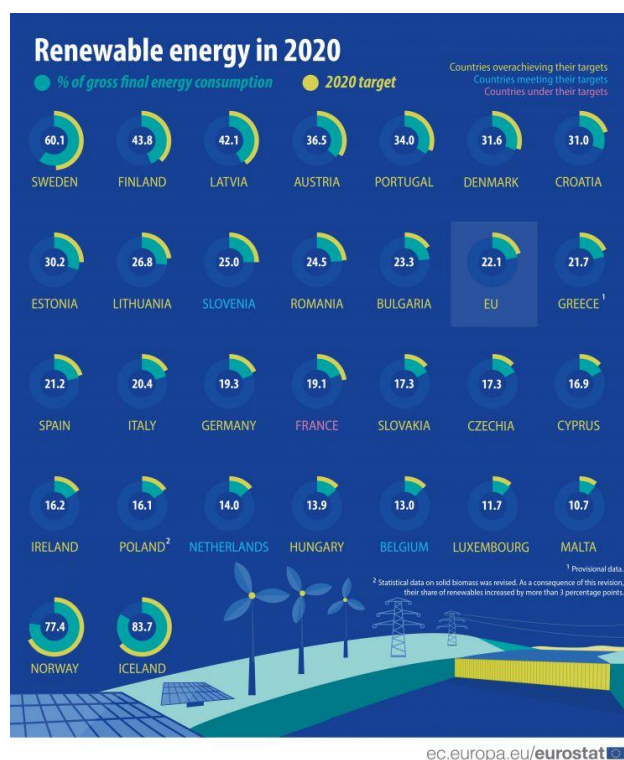


Fig. 2. Realizarea țintelor de energia regenerabilă în anul 2020 pentru statele membre al Uniunii Europene

Așa cum se observă din figura 2 cele mai mari ponderi ale energiei obținute din surse regenerabile, în consumul total, în 2020, s-au înregistrat în Suedia (60,1%), Finlanda (43,8%), Letonia (42,1%), Austria (36,5%), România a realizat (24,5%) iar la polul opus s-au situat Franța (19,1%), în timp ce la nivelul UE procentul este de 20%.

Creșterea puternică a continuat în sectorul energiei din surse regenerabile, dar cu o implementare inegală. Începând din 2014, ponderea energiei din surse regenerabile în mixul de energie al UE a crescut semnificativ, ajungând la 17,5 % în 2017. Investițiile în energia din surse regenerabile sunt determinate din ce în ce mai mult de decizii de piață, iar statele membre acordă din ce în ce mai mult sprijin pentru energia din surse regenerabile prin proceduri competitive de atribuire și se asigură că instalațiile de energie din surse regenerabile sunt integrate pe piața energiei electrice, în conformitate cu normele privind ajutoarele de stat. Acest lucru a redus în mod semnificativ costurile legate de introducerea energiei din surse regenerabile. Cu toate acestea, pătrunderea energiei din surse regenerabile variază în funcție de sector, energia din surse regenerabile atingând 30,8 % în sectorul energiei electrice, dar numai 19,5 % în sectorul încălzirii și răcirii și 7,6 % în sectorul transporturilor. Deși UE a îndeplinit obiectivele privind energia din surse regenerabile pentru anul 2020, ar trebui intensificate eforturile pentru a se asigura că sunt îndeplinite obiectivele pentru 2030.

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0175&from=BG>
 Pentru a realiza reducerea cu 55 % a emisiilor în pachetul „Pregătiți pentru 55” include propunerea de revizuire a Directivei privind energia din surse regenerabile. Propunerea a fost de a crește obiectivul actual de la nivelul UE, care este de cel puțin 32 % de energie din surse regenerabile în mixul energetic global, la cel puțin 40 % până în 2030.

Planul Național Integrat Energie-Mediu (PNIESC), prevede o țintă de regenerabile de 30,7% la nivelul anului 2030 pentru România, de la nivelul de 24,5% din anul 2020.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ro_final_necp_main_ro.pdf

<https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/247875>

În cadrul planului, proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în figura 3.

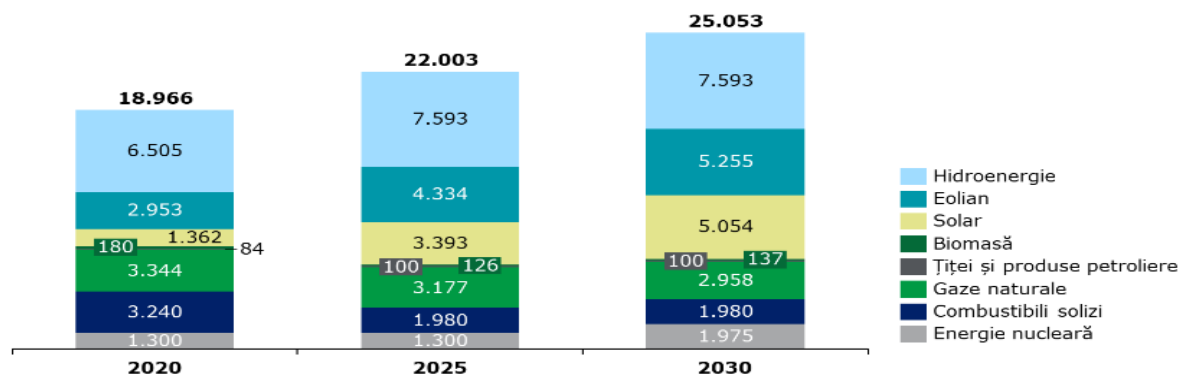


Fig.3 Proiecțiile mixului energetic la nivelul anului 2030 conform PNIESC

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

+ 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;

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

Cadrul legislativ actualizat stabilește obiective cuantificate și o orientare generală clară până în 2030, oferind un mediu stabil și previzibil pentru planificare și investiții în surse regenerabile. În special, UE și-a sporit în mod considerabil nivelul de ambiție stabilind noi obiective pentru 2030, și anume: reducerea pe plan intern a emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40 % față de nivelurile din anul 1990, atingerea unei ponderi de cel puțin 32 % a energiei din surse regenerabile, și creșterea cu cel puțin 32,5 % a eficienței energetice. Obiectivul privind interconexiunile de energie electrică a fost stabilit pentru a îmbunătăți securitatea aprovizionării cu energie prin creșterea acestuia cu până la 15 % în fiecare stat membru până în 2030. De asemenea, au fost stabilite obiective obligatorii pentru 2030 de reducere a emisiilor de carbon ale autoturismelor cu 37,5 % față de nivelurile din anul 2021, ale camionetelor cu 31 % față de nivelurile din 2021.

CADRUL PRIVIND CLIMA ȘI ENERGIA PENTRU 2030 — OBIECTIVE CONVENITE

	EMISII DE GAZE CU EFECT DE SERĂ	ENERGIE DIN SURSE REGENERABILE	EFICIENȚĂ ENERGETICĂ	INTERCONECTARE	ASPECTE CLIMATICE ÎN PROGRAME FINANȚATE DE UE	EMISII DE CO ₂ PROVENITE DE LA:
2020	-20%	20%	20%	10%	2014-2020 20%	
2030	≤ -40%	≤ 32%	≤ 32,5%	15%	2021-2027 25%	AUTOMOBILE -37,5% Camioane - 31% Camioane - 30%

Cauză de revizuire ascendentă până în
2030

Fig. 4 Obiectivele convenite privind clima și energie pentru anul 2030

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ro_final_necp_main_ro.pdf

<https://legislatie.just.ro/Public/DetaliiDocumentAfis/247875>

Legislația în vigoare

Legislația primară este emisă de Parlament și Guvernul României, în timp ce legislația secundară este emisă de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei - ANRE.

- Legea energiei și gazelor naturale nr. 123/2012 („Legea energiei”) stabilește cadrul legal general aplicabil atât în sectorul energiei electrice cât și în cel al gazelor natural.
- Legea nr. 220/2008 privind instituirea unui sistem de promovare a producției de energie electrică din surse regenerabile de energie („Legea 220/2008”), modificată și completată de Legea nr. 139/2010 („Legea 139/2010”) și ulterior prin Ordonanța de urgență nr. 88/2011 („EO 88/2011”), astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 134/2012 („Legea 134/2012”), modificată ulterior prin Legea nr. 134/2012 („Legea 134/2012 ”); Ordonanța de urgență nr. 57/2013 („EO 57/2013”) astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 23/2014; Ordonanța de urgență nr. 79/2013 („EO 79/2013”); și Legea nr. 122/2015 („Legea 122/2015”).
- Hotărârea Guvernului nr. 1232/2011 aprobarea Regulamentului de emisie și urmărire a garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie („HG 1232/2011”).

Directivă la nivelul Uniunii Europene

Regulamentul (UE) 2019/943 și Directiva (UE) 2019/944. Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă a energiei electrice oferă un cadru pentru integrarea în continuare a energiei regenerabile pe piața energiei electrice, stabilește noi reguli privind zonele de ofertare și alocarea capacității între zone și consolidează rolul pieței în furnizarea semnale de preț pentru investiții.

Nota:

Conform actului energetic existent, un producător de energie de peste 3 MW trebuie să utilizeze platforma de tranzacționare OPCOM, nefiind permis să semneze PPA-uri. Legea modificată va pune în aplicare directiva UE.

Ordinul nr. 236 / 20.12.2019 al ANRE prevede conformitatea cu Regulamentul UE 2019/943, totuși producătorul se află într-o zonă cumva gri, deoarece legea 123/2012 nu a fost încă modificată. Data estimată este 1 iulie 2020.

Legislația secundară

Misiunea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) este de a reglementa, monitoriza și controla funcționarea sectorului energetic și a piețelor de electricitate și gaze naturale, în ceea ce privește concurența, transparența, eficiența și protecția consumatorilor, precum și implementarea și să monitorizeze măsurile de eficiență energetică la nivel național și să promoveze utilizarea surselor regenerabile de energie la consumatorii finali.

- Ordinul nr. 49/2021 („Ordinul ANRE 49/2021”) pentru modificarea și completarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi,.
- Ordinul nr. 118/2022 („Ordinul ANRE 118/2021”) pentru modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi
- Ordinul nr. 25/2004 („Ordinul ANRE 25/2004”) pentru aprobarea Codului comercial pentru piața cu ridicata a energiei electrice („Codul comercial pentru piața cu ridicata a energiei electrice”).
- Ordinul nr. 16/2019 („Ordinul ANRE 16/2019”) pentru modificarea Metodologiei de stabilire a compensațiilor bănești între utilizatorii racordați în etape diferite prin instalație comună, la rețele electrice de interes public,.
- Ordinul nr. 38/2008 („Ordinul ANRE 38/2008”) privind aprobarea Normativului pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice - NTE 007/08/00;
- Ordinul nr. 59/2013 („Ordinul ANRE 59/2013”) pentru aprobarea Regulamentului pentru conectarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, modificat ulterior prin ORDIN nr.81 din 15 iunie 2022 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.
- Ordinul nr. 30/2013 („Ordinul ANRE 30/2013”) privind aprobarea Normei tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice". Modificat prin Ordinul nr. 51/2019.
- ORDIN nr.74 /2013 („Ordinul ANRE 74/2013”) pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice".
- ORDIN nr.51/2019 („Ordinul ANRE 51/2019”) privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.
- Ordinul nr. 59/2014 („Ordinul ANRE 59/2014”) privind modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2013 pentru aprobarea

Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice".

- Ordinul nr. 236 / 20.12.2019 („Ordinul ANRE 236/2019”) privind aprobarea regulilor pentru eliminarea și/sau atenuarea impactului unor măsuri sau politici care pot contribui la restricționarea formării prețurilor pe piața angro de energie electrică

<https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/legislatie/documente-de-discutie-ee/proceduri-oper-regl-comerciale/proiect-de-ordin-privind-modificarea-completarea-si-abrogarea-unor-dispozitii-din-sectorul-energiei-electrice&page=1>

Legislația aferentă PUZ

- Legea nr. 350/2001 privind amenajarea teritoriului și urbanismului („Legea urbanismului”) cu modificările ulterioare.
- Hotărârea Guvernului nr. 525/1996 privind aprobarea Regulamentului general de urbanism.
- ORDIN nr.176/N din 16 august 2000 al ministrului lucrărilor publice și amenajării teritoriului pentru aprobarea reglementării tehnice "Ghid privind metodologia de elaborare și conținutul-cadru al planului urbanistic zonal" Indicativ GM-010-2000

Extras din legea modificată a planificării urbane:

- Obținerea unui nou certificat de urbanism după aprobarea unui PUZ este o cerință obligatorie pentru eliberarea viitoarei autorizații de construire. În cazul unui plan urbanistic detaliat („PUD”), același certificat de urbanism utilizat pentru inițierea PUD poate fi utilizat și pentru solicitarea autorizației de construire;
- „Aprobarea de oportunitate” necesară pentru elaborarea și adoptarea unui PUZ a fost redenumită ca „aprobare de inițiere”, deși cadrul general de reglementare al acestui act rămâne în mare parte neschimbat;
- Documentația de planificare urbană va trebui acum să fie publicată pe site-urile primăriilor și a consiliilor locale/ județene și în Observatorul teritorial național, oricui îi este permis să solicite copii ale acestora.

Modificarea utilizării terenului

- Ordinul nr. 83/2018 (Ordinul MADR 83/2018) al ministrului agriculturii și dezvoltării rurale pentru aprobarea Procedurii privind scoaterea definitivă sau temporară din circuitul agricol a terenurilor situate în extravilanul localităților, precum și pentru aprobarea Procedurii privind restituirea tarifului achitat la Fondul de ameliorare a fondului funciar.

Extras din legea modificată:

- Eliminarea terenurilor din statutul de teren agricol cu suprafața de până la 100 de hectare va fi procesată de către Direcția raională pentru agricultură, cu aprobarea Ministerului Agriculturii și Dezvoltării Rurale.

- Eliminarea terenurilor din statutul de teren agricol cu peste 100 de hectare va fi emisă pe baza unei Hotărâri a Guvernului, propusă de Ministerul Agriculturii și Dezvoltării Rurale.

Autorizația de construire

- Legea nr. 50/1991 privind autorizarea lucrărilor de construcții („Legea construcțiilor”) cu toate modificările și modificările sale. Ultimele amendamente au fost stipulate în Legea nr.197 din 31 octombrie 2016 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 22/2014 pentru modificarea și completarea Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții.
- Legea nr. 10/1995 privind clădirea OA. Modificat prin Legea nr. 177/2015 cu modificările ulterioare.
- LEGE nr.49 /2011 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice.
- Legea nr. 46/2008 - Codul silvic, LEGE nr.197 din 7 septembrie 2020
- pentru modificarea și completarea Legii nr. 46/2008 - Codul silvic

Extras din legea 50/1991 modificată:

- Valabilitatea autorizației de construire a fost mărită la 24 de luni.
- Perioada de valabilitate a documentelor de urbanism se prelungește până la finalizarea proiectului de investiții, cu condiția obținerii certificatului de urbanism pentru autorizația de construire în perioada de valabilitate a documentelor de urbanism relevante.
- OUG 100 prevede crearea unui registru național de construcții care să documenteze toate proiectele de construcții pentru care începutul lucrărilor de construcție este comunicat Autorității de supraveghere a construcțiilor (ISC).

Având în vedere efectele pandemiei COVID 2019 Uniunea Europeană a creat Mecanismul de Redresare și Reziliență, un instrument gândit, negociat, redactat pentru a combate efectele pandemiei asupra noastră, a tuturor. Fiecare stat a realizat un **PLANUL NAȚIONAL DE REDRESARE ȘI REZILIENȚĂ (PNRR)**, plan ce conține **Pilonul 1- Tranziția verde , prevede la Componenta C6 – Energie cu obiectivul componentei 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.**

Componenta Energie din PNRR pilon 1 - Tranziția verde răspunde inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52020DC0575> , care are ca obiectiv acordarea de întâietate tehnologiilor curate perene, dezvoltării și utilizării surselor regenerabile de energie. Prin reformele și investițiile care contribuie la înlocuirea cărbunelui din mixul energetic, la securitatea energetică a UE și la stimularea producției de electricitate din surse regenerabile, inclusiv de hidrogen verde, componenta Energie din PNRR contribuie la accelerarea dezvoltării și utilizării surselor

regenerabile de energie, inclusiv de hidrogen verde, precum și la stocarea și integrarea energiei regenerabile în sistemul energetic.

<https://monitorpnrr.eu/componenta-c6-energie/>

În cadrul Acordului de la Paris privind schimbările climatice, statele membre ale UE au convenit ca UE să urmeze calea către a deveni prima economie și societate neutră din punct de vedere climatic până în 2050.

<https://www.consilium.europa.eu/ro/policies/climate-change/paris-agreement/>

Fondul pentru modernizare („FM”) este un instrument nou de finanțare ce contribuie la obiectivele Pactului ecologic european prin sprijinirea unei tranziții juste din punct de vedere social către o economie verde, care vizează investiții care contribuie la implementarea planurilor și a programelor impuse de acquis-ul Uniunii Europene referitor la calitatea aerului, pentru sprijinirea investițiilor în modernizarea sistemelor energetice și îmbunătățirea eficienței energetice, inclusiv finanțarea proiectelor de investiții la scară mică, în concordanță cu obiectivele cadrului de politici ale Uniunii privind clima și energia pentru 2030 și cu obiectivele pe termen lung prevăzute în Acordul de la Paris.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS).

În România, Fondul pentru Modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Programul vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică 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 FM, prin creșterea ponderii de producție a acesteia din energie eoliană, solară sau hidro.

Obiectivul general urmărit este:

Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

În perioada 2022-2030, Uniunea Europeană va aloca sume importante pentru investiții în capacități de producție și stocare a energiei regenerabile, eficiență energetică, modernizarea și extinderea rețelelor de energie electrică și alte domenii din energie. Implementarea acestor proiecte a fost prevăzută în contextul politicilor și obiectivelor Uniunii Europene de eficiență energetică și decarbonare. Necesitatea pentru aceste investiții este amplificată de noul discurs politic privind creșterea independenței energetice a Uniunii Europene, generat în contextul conflictului din Ucraina.

https://www.ey.com/ro_ro/news/2022/ey-energy-fit

Prin intermediul PNRR, în perioada 2022-2026 se vor aloca 1,62 de miliarde de euro în cadrul componentei de Energie, bani alocați pentru investiții în capacități de producție și stocare a energiei eoliene și solare, capacități de producție a hidrogenului verde, cogenerare, investiții în întregul lanț valoric al bateriilor, celulelor și panourilor fotovoltaice, dar și pentru asigurarea eficienței energetice în sectorul industrial. Pentru Măsura I1, destinată investițiilor în noi capacități de producție și stocare a energiei regenerabile, Ministerul Energiei a publicat, în luna februarie 2022, Schemele de ajutor de stat și Ghidurile specifice pentru finanțare, iar apelul de proiecte urmează să fie deschis pe 31 martie 2022.

Fondul de Modernizare va asigura subvenții estimate la un total de 15 miliarde de euro, în perioada 2022-2030, prin intermediul a opt programe-cheie care vizează investiții în energie regenerabilă, infrastructură energetică, centrale pe gaz, energie nucleară, cogenerare, eficiență energetică și producția de biocombustibili.

Investițiile în domeniul energetic vor fi susținute și prin Programele Operaționale (PO) aferente perioadei 2021-2027, cu implementare până în 2030. În acest sens, sunt alocări financiare prin PO Tranziție Justă (2,03 miliarde de euro, pentru tranziția către o economie neutră din punct de vedere climatic), PO Dezvoltare Durabilă (4,615 miliarde de euro, din care aproximativ 850 milioane de euro pentru sectorul energiei) și PO Regional (4,018 miliarde de euro, din care peste 1 miliard de euro dedicați sectorului energiei).

O altă sursă de finanțare pentru proiecte de eficiență energetică este programul de eficiență energetică în clădirile publice, derulat de Administrația Fondului de Mediu. Cu un buget total de 280 milioane de euro pentru anul 2022, acest program se adresează unităților administrativ teritoriale.

Comisia Europeană derulează și alte programe de finanțare în domeniul energiei. Astfel, proiectele inovative care conduc la scăderea emisiilor de gaze cu efect de seră se pot finanța prin intermediul Fondului de Inovare. Cu un buget de 10 miliarde de euro, Fondul de Inovare derulează două tipuri de apeluri: apeluri pentru proiecte de scară mică (sub 7,5 milioane de euro) și apeluri pentru proiecte de scară mare (peste 7,5 milioane de euro).

Programul CEF - Energy (Mecanismul pentru Interconectarea Economică, componenta Energie) este un alt program gestionat de Comisia Europeană, dedicat finanțării proiectelor care conduc la atingerea obiectivelor de integrare a pieței de energie, creștere a producției de energie regenerabilă și decarbonare. Programul Connecting Europe Facility (CEF) 2021-2027 a fost aprobat de Comisia Europeană în luna iulie 2021, cu o alocare de 5,84 de miliarde de euro pentru componenta de energie.

Investițiile finanțate vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;

b) 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 eoliană și solară;

g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;

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).

Prin realizarea proiectelor finanțabile în cadrul acestei scheme de ajutor se urmărește creșterea cu aproximativ 500 MW a capacității instalate de producere a energiei electrice din sursă de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate.

Punerea în funcțiune a noilor capacități de producție energie electrică din surse regenerabile eoliană și solară în cadrul procedurii de ofertare concurențială are în vedere conformarea cu orientările tehnice oferite în Comunicarea Comisiei Orientări tehnice privind aplicarea principiului de „a nu prejudicia în mod semnificativ” în temeiul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență (2021/C 58/01) ([https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52021XC0218\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=CELEX:52021XC0218(01))),

România este angajată în efortul comun european de implementare a acțiunilor aferente Uniunii Energiei. Pentru România rămân prioritare măsurile de întărire a securității energetice a Europei, de atingere a obiectivelor pe termen lung în domeniul energiei și schimbărilor climatice și de realizare a unei piețe energetice integrate și funcționale.

<https://ue.mae.ro/node/407>

Schimbările climatice și degradarea mediului sunt o amenințare existențială pentru Europa și pentru întreaga lume. Pentru a o contracara, Pactul verde european va transforma UE într-o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor.

<https://edteleorman.ro/pactul-verde-european/>

Prin adoptarea Pactului verde european, Uniunea Europeană urmărește în prezent să reducă cu 90 %, până în 2050, emisiile de gaze cu efect de seră generate de transporturi, comparativ cu nivelurile

din 1990, în cadrul unui efort mai amplu de a se transforma într-o economie neutră din punct de vedere climatic.

<https://secure.ipex.eu>

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Piața fotovoltaică a fost una foarte dinamică în ultimii zece ani în România, precum și în restul lumii. Spre deosebire de alte proiecte energetice, timpul de finalizare a unei centrale electrice fotovoltaice - CEF este destul de rapid. O instalație fotovoltaică la scară largă s-ar putea dezvolta în câteva luni. În unele cazuri, procesul de obținere a autorizațiilor de funcționare ar dura mult mai mult decât faza reală de construire și punere în funcțiune.

UAT Rupea ne-a solicitat să stabilim fezabilitatea investiției unei viitoare instalații fotovoltaice. CEF situată în UAT Rupea România.

Coordonatele GPS sunt: latitudine 46.03681, longitudine 25.24601, Drum National DN 13.

Terenul nu este productiv.



Fig. 5 Amplasare parc fotovoltaic

Terenul este situat în extravilanul UAT Oraș Rupea, al cărui proprietar este Primăria Rupea, jud. Brașov, CF nr. 103758 și număr cadastral - număr topo 103758.

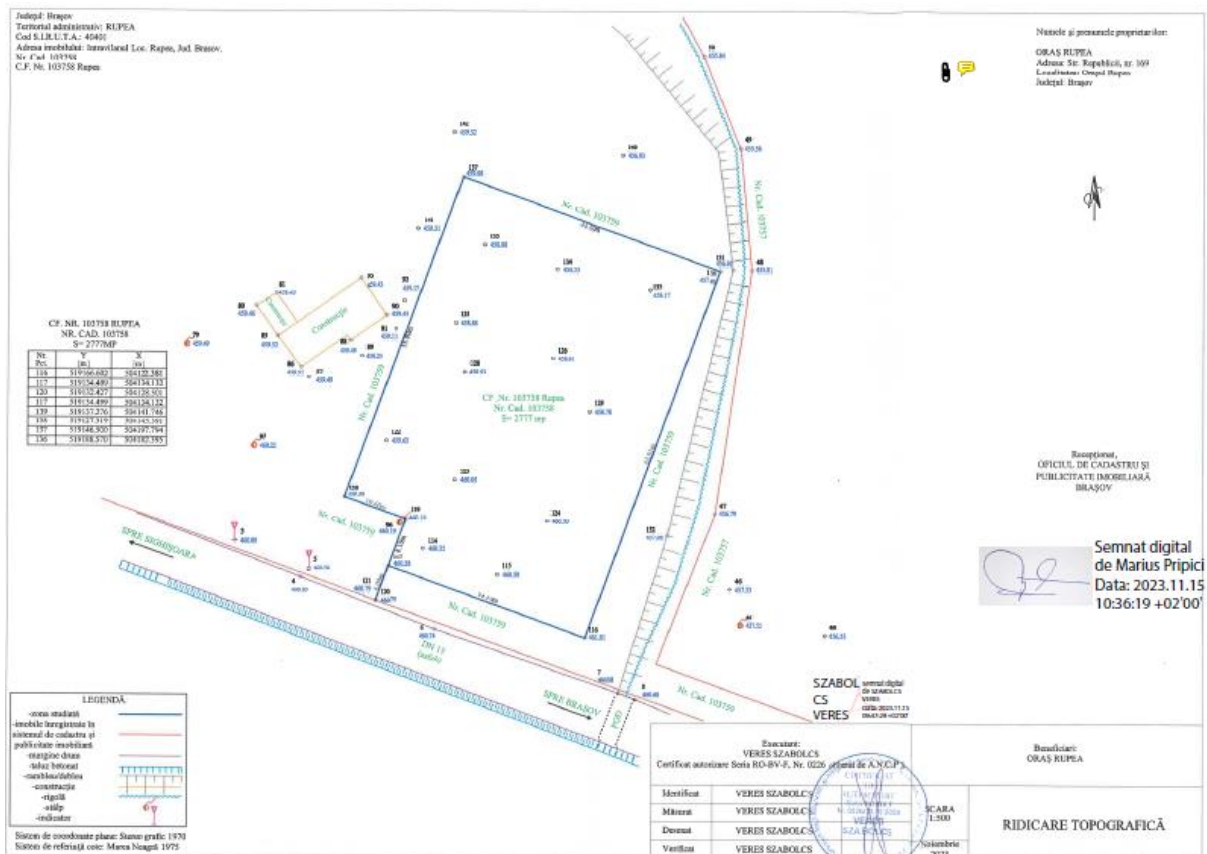


Fig. 6. Ridicarea topografică a terenului conform CF nr. 103758 (Anexa 1)

Relațiile cu zonele învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;
 Teritoriul administrativ al Orașului Rupea este învecinat astfel:

- la Nord – Vest Comuna Bunești;
- la Vest Satul Jibert;
- la Sud - Satul Hoghiz;
- la Sud Satul Ungra ;
- la Est Comuna Homorod.

Scopul acestei CEF este de a demonstra capacitatea de evacuare a energiei solare fotovoltaice și a energiei electrice produse într-o rețea aprobată existentă.

Soluția tehnică adoptată duce la optimizarea sistemului de transport electric din zonă și creează premisele proiectului pentru a participa activ la echilibrarea frecvenței și a tensiunii rețelei naționale, astfel încât să ajute la creșterea mixului de energie regenerabilă în România.

Construirea unei centrale electrice fotovoltaice de 137 kWp cu racord la sistemul energetic național în județul Brașov, vizează :

- protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice, prin diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producția de energie electrică;
- reducerea dependenței de importurile de resurse de energie primară (în principal combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare;
- dezvoltarea economică a beneficiarului investiției;
- producerea de energie verde;

- punerea în funcțiune de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile;
- crearea a noi locuri de muncă prin realizarea/modernizarea capacităților de producere a energiei din surse neconvenționale, implicarea mai activă a mediului de afaceri în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie;
- atingerea țintei strategice a României, respectiv „ponderea energiei electrice produse din aceste surse în totalul consumului brut de energie electrică.

Beneficiarul proiectului este reprezentat de UAT Rupea. Timpul estimat pentru realizarea integrală a construcției este de 12 luni.

Proiectul propus de SC Power Inov Energy S.R.L, “Construire centrală electrică fotovoltaică nedispensabilă în orașul Rupea, județul Brașov”

Județul Brașov este situat în partea centrală a țării, în zona de sud-est a Transilvaniei, pe cursul mijlociu al Oltului, în interiorul arcului carpatic, județul Brașov ocupă, din punct de vedere fizico-geografic, cea mai mare parte a depresiunilor Brașov și Făgăraș. Poziția sa în partea centrală a României, la îmbinarea a două mari lanțuri muntoase: Carpații Orientali și Carpații Meridionali, face ca județul Brașov să se învecineze cu alte 8 județe: Argeș, Dâmbovița, Prahova, Buzău, Covasna, Harghita, Sibiu și Mureș. Conform Legii 315/2004 privind dezvoltarea regională în România, județul Brașov face parte din Regiunea de Dezvoltare 7 Centru, alături de județele Sibiu, Mureș, Harghita, Covasna și Alba.

Condiții geografice și climatice ale Județului Brașov

Suprafața județului este de 5.363 km², respectiv 2,2% din suprafața țării, iar densitatea populației este de 111 loc./km².

Relieful județului este accidentat și crește în altitudine de la nord spre sud. La nord se află Depresiunea Făgărașului și Depresiunea Brașov, despărțite de către culmile scunde ale Munților Perșani, iar la nord-vest se întinde o parte din Podișul Târnavelor. Spre sud se înalță versantul nordic al Făgărașului, care depășește în unele locuri 2000 m altitudine, Munții Bucegi, Piatra Craiului, Postăvaru, Piatra Mare, Munții Ciucaș și o parte din Munții Întorsura Buzăului.

Văile tributare Oltului, culoarul Bran-Rucăr, pasurile Predeal, Predeluș, Bratocea și Tabla Buții, introduc pronunțate denivelări transversale în acest aliniament muntos, reducându-i masivitatea și individualizând o serie de masive, cu particularități distincte.

Clima județului este temperat-continentală, mai precis caracterizată de nota de tranziție între clima temperată de tip oceanic și cea temperată de tip continental; mai umedă și răcoroasă în zonele montane, cu precipitații relativ reduse și temperaturi ușor scăzute în zonele mai joase.

Pe vârful Omul se înregistrează cea mai joasă temperatură medie anuală (-2,6° C) și cea mai ridicată medie de precipitații anuale din țară (1.346 mm)

Resursele naturale. Județul Brașov deține 32 de arii protejate dintre care două sunt parcuri naționale/naturale (Piatra Craiului și Bucegi). Suprafața ariilor protejate din județ este 27.313,7 ha, reprezentând cca. 7% din suprafața județului Brașov. Apele de munte și de șes sunt populate de specii diferite de pești (păstravi, lipan, mreana etc.), iar în sistemele cu exces de umezeala, ca și în păduri, abundă specii de amfibieni, reptile, păsări (șorecarul comun, șorecarul încălțat, barza albă, barza

neagră, vânturei, hereți, potârnichei, acvile, cocoșul de munte, prundărișul de piatră) și mamifere (capra neagră, ursul, căpriorul, mistrețul, râsul, etc).

În subsolul județului Brașov se găsesc diverse resurse: roci magmatice (în special bazalt), roci sedimentare, mineralizații metalifere, ape minerale, (Zizin - cu ape carbogazoase-bicarbonatate), ape clorosodice la Perșani, Grid, Veneția de Jos, Rupea, Homorod și ape sărate de zăcamânt din depozitele de nisipuri sarmatiene (Băile Rotbav). La acestea se pot adăuga izvoarele mezotermale de sub Măgura Codlei și de la Hoghiz (izvor carstic).

Hidrografie. În alcătuirea resurselor de apă ale județului Brașov intră pe de o parte apele subterane – freatice și de adâncime – pe de altă parte, apele de suprafață, reprezentate de rețeaua de râuri care străbate teritoriul județului și de lacurile naturale și artificiale. Întreg teritoriul județului se încadrează în bazinul hidrografic de ordin superior al Oltului care străbate județul pe o distanță de aproximativ 210km de la confluența cu Râul Negru până la confluența cu râul Ucea. Cei mai importanți afluenți ai Oltului din județ sunt: Timiș, Ghimbășel, Bârsa, Homorodu Mare și Șercaia. Tabloul apelor de suprafață este completat cu lacurile glaciare din Munții Făgărașului (Urlea și Podragu) și cu lacurile artificiale.

Economia locală a județului Brașov înseamnă pe lângă turism și industria construcțiilor de mașini, industria prelucrării metalelor, industria chimică, construcții, transporturi.

La nivel administrativ, din punct de vedere administrativ-teritorial, în județul Brașov există 58 de administrații publice. Astfel, județul Brașov cuprinde:

- 4 municipii: Brașov, Făgăraș, Codlea și Săcele;
- 6 orașe: Zărnești, Râșnov, Rupea, Victoria, Predeal și Ghimbav;
- 48 de comune și 149 de sate

Deficiența privind creșterea amplă a prețurilor în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfrângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii prețurilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflației la nivel comunitar putând semnala debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potențiale efecte pe termen mediu și lung ale acestor șocuri, existând riscul dezancorării anticipațiilor privind inflația ale agenților economici și, respectiv, al unei redresări a activității economice într-un ritm mai puțin alert. În acest context, este impetuos necesar să se identifice cauzele care au generat asemenea creșteri pe piața gazelor naturale și energiei electrice și natura acestora (structurală sau tranzitorie), precum și să cuantifice impactul pe care aceste majorări îl vor exercita asupra dinamicii viitoare a prețurilor și a creșterii economice din România.

O dată ce acordul de cumpărare a energiei (PPA) va fi securizat cu o companie dedicată în domeniu. Autorizațiile, licențele și autorizațiile vor fi obținute în conformitate cu legislația națională, se va restrânge deficiența privind creșterea amplă a prețurilor.

Alegerea soluției de realizare, a tehnologiei, a proiectării centralei, sunt operațiuni tehnice extrem de specializate, care pot aduce economii dar și pierderi majore dacă nu se execută de către proiectanți cu multă experiență teoretică și practică în domeniul fizicii, electronicii și energeticii.

Tehnologia electronică înglobată într-o centrală este definitorie pentru funcționarea de lungă durată, precum și mentenanța electronică. Trebuie expres menționat ca blocurile unitare maxime ale invertoarelor se situează undeva în jurul valorii de 10 kW, deci pentru 1MW instalat avem nevoie de 100 de invertoare, 100 de sisteme electronice de mare complexitate, ce trebuie să funcționeze pe timp de 20 de ani, aceasta realitate conduce implicit la necesitatea luării tuturor măsurilor de realizare și mentenanță pentru menținerea centralei la parametri nominali proiectați.

Datorită faptului că terenul nu este situat în apropierea unei rețele de distribuție obținerea avizelor într-un timp util, se identifică ca un risc a potențialei investiții.

2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Potențialul solar al României este cu mult peste cel al Austriei sau Germaniei, însă diferența între investițiile realizate în aceste state și cele de la noi în sectorul de producere de energie neconvențională este enormă. De vină pentru întârziere a fost legislația incompletă care, prevedea creșterea bonusurilor prin acordarea de certificate verzi tuturor celor care produceau și introduceau un MWh solar în sistemul energetic național, a fost redus numărul de certificate verzi și amânate plata acestora.

Comisia Europeană și-a dat acceptul pentru creșterea de la 1 la 6 certificate verzi acordate pentru fiecare MWh produs, astfel încât au apărut proiecte noi în domeniu au apărut ca ciupercile după ploaie, după reducerea numărului de certificate verzi numărul s-a redus considerabil.

În acest moment sunt instalați ca putere în capacitățile de producție energie electrică de 18413 MW iar ponderea cea mai ridicată o are producerea din surse hidro de 6643 MW așa cum se observă din figura 7.

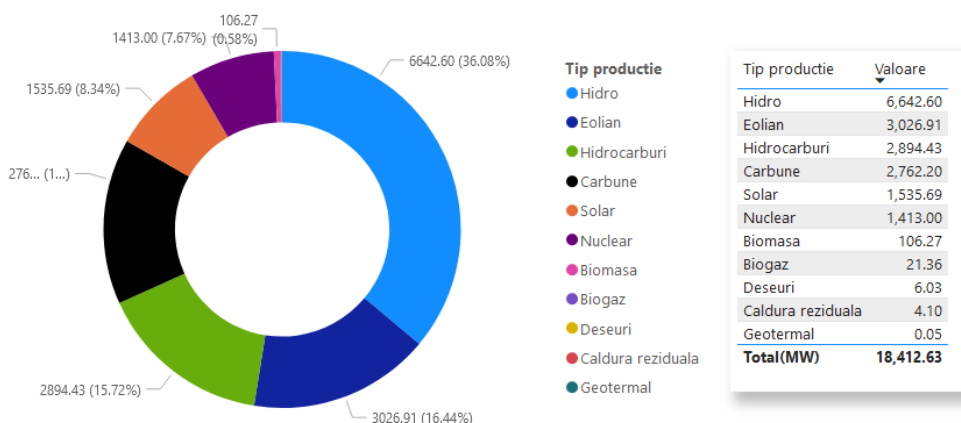


Fig. 7 Puterea instalată în capacități de producție în luna noiembrie 2023

<https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/puterea-instalata-in-capacitatiile-de-productie-energie-electrica>

Chiar dacă potențialul solar al țării este estimat la peste 10.000 MW, România dispune doar de 1536 MW instalați în fotovoltaice.

România beneficiază de un potențial ridicat al resurselor hidroenergetice. Dintr-un total al potențialului teoretic liniar de aproximativ 70,0 TWh/an, potențialul teoretic liniar al cursurilor de apă

interioare este de aproximativ 51,6 TWh/an, iar cel al Dunării (doar partea românească) este evaluat la cca.18,4 TWh/an, sunt instalați doar 6.642 MW.

http://www.mmediu.ro/app/webroot/uploads/files/Strategia%20Energetica%20a%20Romaniei_ug%202020.pdf

Energia electrică care va fi produsă prin implementarea proiectului este regenerabilă, folosind tehnologie fotovoltaică pentru a capta și pentru a converti energia solară în energie electrică. Pentru producerea energiei nu va fi necesară folosirea combustibililor fosili.

Una din provocările majore pentru Uniunea Europeană se referă la modul în care se poate asigura securitatea energetică cu energie competitivă și „curată”, ținând cont de limitarea schimbărilor climatice, escaladarea cererii globale de energie și de viitorul nesigur al accesului la resursele energetice. Viziunea politicii energetice europene de astăzi corespunde conceptului de dezvoltare durabilă și se referă la următoarele aspecte importante: accesul consumatorilor la sursele de energie la prețuri accesibile și stabile, dezvoltarea durabilă a producției, transportului și consumului de energie, siguranța în aprovizionarea cu energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. UE elaborează o politică energetică ambițioasă, care acoperă toate sursele de energie, de la combustibili fosili (țigăi, gaz și cărbune) până la energia nucleară și cea regenerabilă (solară, eoliană, geotermală, hidroelectrică, etc.), în încercarea de a declanșa o nouă revoluție industrială, care să ducă la o economie cu consum redus de energie și limitarea schimbărilor climatice asigurând că energia pe care o consumăm va fi mai curată, mai sigură, mai competitivă și durabilă.

Producerea energiei electrice rezultată din transformarea energiei solare nu presupune eliberarea de substanțe poluante în atmosferă, iar fiecare kWh produs prin acest proces permite evitarea eliminării în atmosfera a aproximativ 0,50 kg de CO₂ (gaz responsabil pentru efectul de seră) rezultate din producere unui kWh prin metode tradiționale.

Bilanțul cantităților de emisii de gaze cu efect de seră (CO₂, CH₄, N₂O, O₃, etc.) emise/evitate a fi emise în atmosferă ca urmare a implementării proiectelor propuse prin FM conform pentru proiectul propus de UAT Rupea este prezentat mai jos:

CO30	P_i*	Putere instalată din surse regenerabile de energie realizată prin proiectul de investiții	MW	0.1370	MW
GESr	GESr	Emisii de gaze cu efect de seră, exprimat în tone echivalent CO ₂ în scenariul de referință, fără implementarea proiectului;	tone echivalent CO ₂	1.429,20	tone echivalent CO₂
CO34/	GES	Echivalent emisii de gaze cu efect de seră produsa din SER (economia de emisii)	tone echivalent CO₂	282,09	tone echivalent CO₂
Indicator de Mediu Nr. 10	GES₁	Emisii de gaze cu efect de seră, pentru primul an calendaristic după realizarea proiectului (ramas necompensat)	tone echivalent CO ₂	1147,12	tone echivalent CO₂

RGES	RGES	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, ca urmare a implementării proiectului de investiții, pe baza analizei energetice	[%] tone echivalent CO ₂	19,74%	[%] tone echivalent CO₂
-------------	-------------	--	-------------------------------------	---------------	---

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

Formula de calcul: Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂.

Se calculează parcurgând următorii pași:

- a. Se calculează producția anuală medie de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din surse regenerabile* perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energie solară, 2100 h/an pentru energie eoliană și 2400 h/an pentru energie hidro);

Pentru UAT Rupea se verifică ca producția anuală de energie să nu fie mai mică de 1000 h/an.

Q	Producția anuală de energie verde realizată cu ajutorul echipamentelor de producție sau a capacităților de producție realizate prin intermediul investițiilor	kWh/an	175.955,00	kWh/an
Cp*	Capacitatea instalată a echipamentelor puse în funcțiune cu ajutorul investiției realizate	kW	137.00	kW
Du	Durata medie de utilizare a capacității de producție instalată	h/ an	1.284,34	h/an

- b. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală medie de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2021.

Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO₂/MWh.

	P_i*	Putere instalată din surse regenerabile de energie realizată prin proiectul de investiții	MW	0.1370	MW
Indicator de Mediu Nr. 10	GES	Echivalent emisii de gaze cu efect de seră produsă din SER (economia de emisii)	tone echivalent CO₂	282,09	tone echivalent CO₂

Prin realizarea investiției descrise în prezenta documentație se dorește valorificarea potențialului energetic al radiației solare prin transformarea acesteia în electricitate, consecințele acestui proces fiind benefice și prietenoase mediului înconjurător.

Acest proces presupune înlocuirea energiei electrice produse în instalații termoelectrice cu energie electrică produsă din surse regenerabile.

Realizarea investiției presupune construirea unei noi structuri pentru producerea energiei electrice, ce va transforma energia radiației solare în energie electrică cu ajutorul panourilor fotovoltaice, realizarea conexiunilor electrice între grupurile fotovoltaice și racordul electric între unitatea solară pentru producție electricitate (USPE) și sistemul energetic național (SEN) printr-o linie electrică subterană (LES).

În scopul îndeplinirii angajamentelor asumate prin semnarea Acordului de la Paris, privind protecția mediului și a prevederilor Directiva (UE) 2018/2001, România a adoptat strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie.

Scopurile principale ale investiției sunt :

- folosirea rațională a resurselor naturale și a economiilor tradiționale folosite în prezent pentru producerea electricității – cărbunele, gazul natural – resurse rare, în conformitate cu strategia României specificată în Legea 220/2008 ;
- protecția mediului și reducerea nivelului de poluare, respectiv reducerea emisiilor de CO₂ prin folosirea producției de energie electrică din surse regenerabile.
- diminuarea costurilor de operare asigurând nevoia de energie electrică din surse alternative;
- alinierea la strategia națională pentru folosirea energiilor regenerabile.

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

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

Energia reprezintă o resursă indispensabilă desfășurării activității cotidiene, fie că este vorba de populație, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel,

Cu toate că România beneficiază deja de o însemnată capacitate de producere a energiei hidro, se constată ca restul potențialului hidroenergetic național (cca. 50%) este greu de dezvoltat, așa încât atenția investitorilor se îndreaptă în ultimii ani spre energia eoliană, solară (fotovoltaică), chiar geotermală, biomasă și biogaz.

Repartiția energiei solare pe teritoriul național este relativ uniformă cu valori cuprinse între 1.100 și 1.450 kWh/mp/an figura de mai jos. Valorile minime se înregistrează în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul Bărăganului și sudul Olteniei. Valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, instalarea unei capacități totale de 4.000 MW și producerea unei energii anuale de 4,8 TWh.

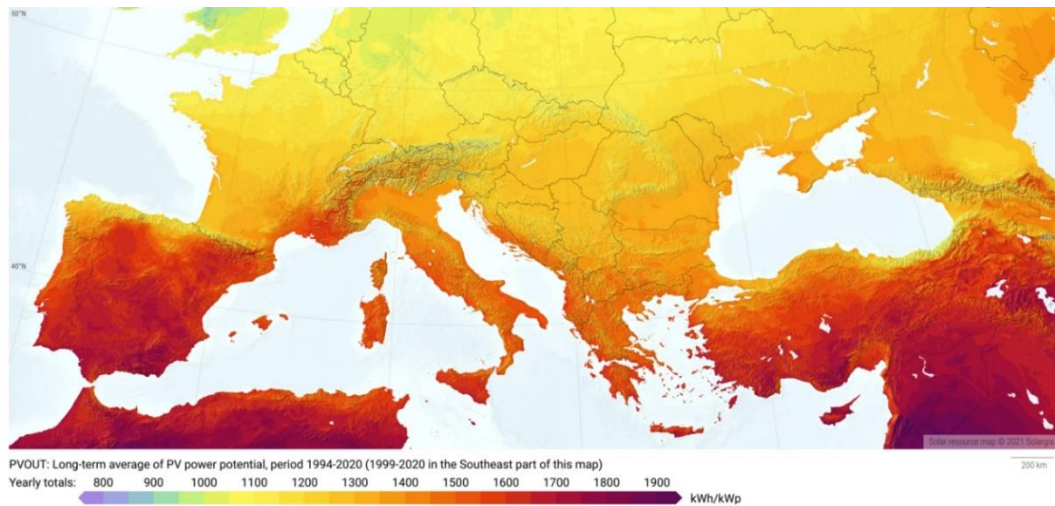


Fig.8. Potențialul fotovoltaic la nivel Global Solargis.info

Potențialul solar din România este comparabil sau chiar mai important decât în alte țări precum Italia sau Franța, în care afacerile cu panouri solare au înregistrat o dezvoltare rapidă în ultimii ani.

România dispune de o acoperire solară bună, având 210 zile însorite pe an și un flux anual de energie solară cuprinsă între 11.100 și 1.450 kWh/mp/an, în comparație cu alte țări din Europa. Conform hărții Solargis - „Potențialul de energie fotovoltaică”, România este împărțită în trei zone principale de însorire.

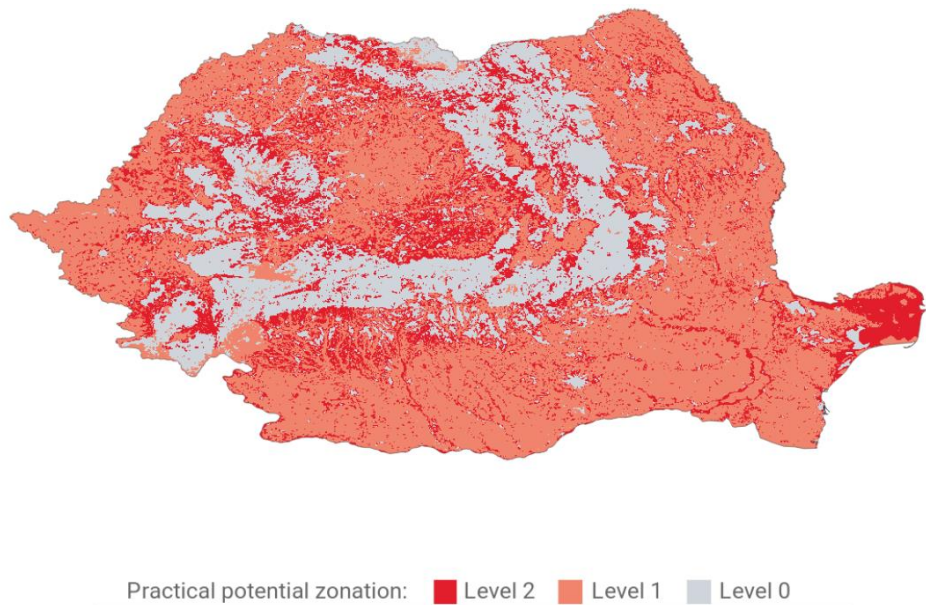


Fig. 9 Potențialul Fotovoltaic din Romania

<https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>

Zona level 2 de mai mari de 1,300 kWh/mp/an. Zona level 1, 1,100-1,1300 kWh/mp/an, zona level 0 cu valori mai mici 1,100 kWh/mp/ an. Având în vedere această distribuție a potențialului ar trebui să avem un număr mult mai larg de proiecte mai ales în centrele urbane majore precum București, Cluj, Brașov, Iași sau Timișoara.

Energia solară este energia soarelui emisă prin lumina radiată. Acest lucru poate fi folosit pentru a genera energie electrică (celule fotovoltaice) sau căldura în interiorul unei clădiri (panouri solare). Aceste valori reprezintă suma radiațiilor directe și difuze. Zonele roșii și în general în culori calde, semnifică teritoriile în care radiația solară poate fi folosită eficient. Energia solară disponibilă într-o anumită locație este caracterizată nu doar de cantitatea de energie, precum și de distribuția temporală, distribuția spectrală, directă sau natura difuză a energiei solare.

Radiația solară este influențată de schimbarea permanentă a anumitor parametri importanți, precum:

- Distanța la care se află soarele pe cer (unghiul luminii directe cu planul orizontal) ;
- Unghiul de inclinare al axei Pământului ;
- Schimbarea distanței dintre Pământ și Soare (aproximativ 149 de milioane de kilometri pe o traiectorie eliptică, ușor excentrică) ;
- Latitudinea geografică.

Energia electrică care va fi produsă prin implementarea proiectului este regenerabilă, folosind tehnologie fotovoltaică pentru a capta și pentru a converti energia solară în energie electrică.

Pentru producerea energiei nu va fi necesară folosirea combustibililor fosili.

Posibilități de finanțare:

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

- a) Obținerea de finanțare nerambursabilă din fonduri structurale;
- b) Finanțare nerambursabilă din fonduri europene;
- c) Parteneriat public-privat.

Potențialul solar în zona Rupea este bun, energia rezultată din exploatare are preț suficient pentru recuperarea rapidă a investiției. Un argument în plus este acela că tehnologia fotovoltaică este extrem de fiabilă și are costuri de exploatare foarte scăzute, în comparație cu alte tehnologii.

Durata minimă de viață a centralei este minimum 25 de ani, dar se poate lua în considerare o durată de viață de peste 30 de ani.

Având în vedere aceste aspecte, investițiile din domeniul energiilor regenerabile sunt încurajate în momentul de față, astfel încât această piață să fie echilibrată de producerea de energie electrică mult mai ieftină, autosustenabilă și nepoluantă.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

În România, Fondul pentru Modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestui program este de tip nerambursabil și constă în prefinanțarea și rambursarea cheltuielilor eligibile efectuate pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare.

Programul vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică 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 FM, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană, solară sau hidro.

Obiectivul general urmărit este:

- Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Acest rezultat va contribui și la:

- creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile mai puțin exploatate.
- reducerea emisiilor de carbon în atmosferă prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an (cărbune, gaz natural).

Prin realizarea proiectului va avea efectul de levier pentru reformele și politicile următoare:

R1. Reforma pieței de energie electrică, prin înlocuirea cărbunelui din mixul energetic și susținerea unui cadru legislativ și de reglementare stimulat pentru investițiile private în producția de electricitate din surse regenerabile

R2. Bugetarea verde

R3. Creșterea competitivității și decarbonizarea sectorului de încălzire – răcire.

Politica Uniunii Europene în domeniul energiei pentru perioada până în 2030 se bazează pe cinci obiective fundamentale, pentru care UE a propus pachete separate de reformă legislativă și de reglementare:

- ✓ Diversificarea surselor de energie ale Europei, asigurând securitatea energetică prin solidaritate și cooperare între țările UE;
- ✓ Asigurarea funcționării unei piețe interne a energiei pe deplin integrate, care să permită libera circulație a energiei prin UE printr-o infrastructură adecvată și fără bariere tehnice sau de reglementare;
- ✓ Îmbunătățirea eficienței energetice și reducerea dependenței de importurile de energie, reducerea emisiilor și stimularea creării de locuri de muncă și a creșterii economice;
- ✓ Decarbonizarea economiei și tranziția către o economie cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în conformitate cu Acordul de la Paris;
- ✓ Promovarea cercetării în domeniul tehnologiilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon și al energiei curate și acordarea de prioritate cercetării și inovării pentru a impulsiona tranziția energetică și a îmbunătăți competitivitatea.

Preocuparea Uniunii Europene pentru asigurarea independenței energetice, în principal prin utilizarea unor surse de energie regenerabilă nepoluantă, este descrisă pe larg în cadrul unuia dintre cele mai importante acte legislative din domeniu, și anume Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului

European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile care stabilește liniile generale necesare atingerii cotei de 32 % pentru energia produsă din surse regenerabile.

Actualul program de politici este determinat de politica integrată și cuprinzătoare privind clima și energia, adoptată de către Consiliul European la 24 octombrie 2014, revizuită în decembrie 2018, al cărei obiectiv este de a realiza, până în 2030, următoarele:

- ✓ reducerea cu cel puțin 40 % a emisiilor de gaze cu efect de seră față de nivelurile din 1990;
- ✓ creșterea cu 32 % a ponderii energiilor regenerabile în consumul de energie;
- ✓ îmbunătățirea cu 32,5 % a eficienței energetice;
- ✓ interconectarea a cel puțin 15 % din sistemele de energie electrică ale UE.

În decembrie 2018, noua Directivă privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001] a stabilit obiectivul global obligatoriu al UE privind energia din surse regenerabile pentru 2030 la cel puțin 32 % . La 19 noiembrie 2020, Comisia a prezentat Strategia Uniunii Europene privind energia din surse regenerabile offshore (COM/2020/741), intensificând eforturile pentru ca Uniunea să devină neutră din punct de vedere climatic până în 2050. Strategia propune creșterea capacității UE de energie eoliană offshore de la nivelul actual de 12 GW la cel puțin 60 GW până în 2030 și la 300 GW până în 2050. Există diferite strategii pentru stimularea utilizării fiecărei surse regenerabile (a se vedea fișa 2.4.9 privind energia din surse regenerabile). În iulie 2021, o propunere [COM(2021)0557] de o nouă directivă privind energia din surse regenerabile vizează creșterea obiectivului global privind energia din surse regenerabile la 40 % până în 2030.

Prin implementarea prezentului program, România va contribui la combaterea schimbărilor climatice, în conformitate cu obiectivele stabilite de Pactul Ecologic European.

În această documentație se analizează necesitatea și oportunitatea lucrărilor precum și posibilitățile tehnico-economice prin care Centrala Electrică Fotovoltaică va ajuta la reducerea cheltuielilor cu energie electrică și va contribui la reducerea emisiilor de dioxid de carbon la nivel național, în acord cu planul de decarbonizare a energiei asumat de România și la nivel european – Green Deal

Investițiile de mediu reprezintă o contribuție importantă la rezolvarea problemelor: economice și sociale în România, legate de protecția sănătății, de îmbunătățirea calității vieții și de stimularea dezvoltării economice. Pentru a contribui la dezvoltarea regiunilor, România trebuie să facă investiții semnificative în infrastructura de mediu, în special în sectoarele energie, deșeuri și calitatea aerului.

Obiectul acestei investiții îl constituie realizarea unei Construcții centrale electrice fotovoltaice nedispecerizabilă în orașul Rupea, județul Brașov, lucru ce va contribui substanțial la creșterea veniturilor datorită scăderii cheltuielilor cu energia electrică dar și reducerea emisiilor de CO₂. Instalația propusă nu este o sursă de poluare. Instalația va contribui la scutirea emisiilor de CO₂, SO₂, NO₂ și alte gaze cu efect de seră într-o măsură proporțională cu dimensiunea instalației și energiei electrice produse din sursa regenerabilă nepoluantă. Se va scuti emisia a aproximativ 282.09 tone CO₂ (emisii ce se produc în absența acestei unități de panouri fotovoltaice).

Obiectivul de investiții propus are ca țintă reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și pune un accent deosebit pe dezvoltarea locală durabilă în paralel cu creșterea calității vieții locuitorilor, respectând mediul înconjurător.

Obiectivul principal al proiectului este să contribuie la majorarea producției de energie din surse regenerabile solare a României, prin instalarea unei noi capacități de 0.1370 MWp, în Orașul Rupea, județul Brașov pentru consumul propriu.

Investiția propusă pentru finanțare prin programul cheie 1: surse regenerabile de energie și stocarea energiei din cadrul FM destinate promovării producției de energie din surse regenerabile pentru consumul propriu la nivelul autorităților publice locale are impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) 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;
- b) 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;
- c) 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;
- d) 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;
- e) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- f) 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;
- g) creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- h) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- i) punerea în aplicare a inițiativei emblematică 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).

Beneficiul creat prin captarea energiei solare contribuie la echilibrarea pieței Sistemului Energetic Național prin reducerea volatilității furnizării de energie regenerabilă și furnizarea la capacitate constantă.

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie reprezintă un imperativ major al perioadei actuale, motivat de:

- necesitatea implementării măsurilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în producția de energie electrică;
- creșterea independenței energetice față de importul de resurse energetice primare și diversificarea surselor de aprovizionare cu energie.

Proiectul propune următoarele obiective specifice:

- Instalarea unei capacități operaționale nou instalate de producere a energiei din surse regenerabile de 0,1370 MWp, prin instalarea unei centrale fotovoltaice formată din 210 buc. panouri fotovoltaice de 650 Wp din siliciu cristalin în sistem fix.
- Reducerea gazelor cu efect de seră prin scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră
- Producția totală de energie electrică din surse regenerabile de 175,955 MWh/an.

Pentru acest studiu, următoarele documente au fost luate în considerare ca ghid și ca instrument de lucru :

- Hărțile energetice și statisticile Agenției Naționale pentru Metrologie,
- Harta radiațiilor solare – Ministerul Mediului și al Dezvoltării Durabile
- Aplicația software PVSyst, baza de date PVSyst
- Aplicația software Google Earth și Google Sketchup
- Software-ul System Advisory Model (SAM) al Departamentului de Energii Regenerabile SUA.
- Normativele de instalații electrice în vigoare.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții

Obiectivul investiției constă în construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în orașul Rupea, județul Brașov, destinată producerii de energie electrică din surse regenerabile (energie verde) prin captarea energiei solare, transformarea acesteia în energie electrică și livrarea (evacuarea) acesteia în rețeaua electrică de distribuție din zona.

Captarea energiei solare se va realiza prin intermediul panourilor cu celule fotovoltaice, care transformă energia solară în energie electrică cu tensiunea nominală de 37,7 V c.c.. Energia electrică generată de panourile fotovoltaice urmează a fi transformată mai întâi în energie electrică cu tensiunea nominală de 500 V c.a. prin intermediul invertoarelor din dotarea parcului fotovoltaic /centralei fotovoltaice și mai apoi în energie electrică cu tensiunea nominală de 20 kV prin intermediul postului de transformare din dotarea beneficiarului investiției.

Livrarea (evacuarea) energiei electrice produse de parcul fotovoltaic /centrala fotovoltaică în rețeaua electrică de distribuție zonală se va realiza la tensiunea nominală de 20 kV prin intermediul unui racord realizat în LES 20 kV de la parcul fotovoltaic /centrala fotovoltaică până la punctul de racord

stabilit conform avizului tehnic de racordare emis de operatorul de distribuție zonal (DEER – SROR Brașov).

Conform destinației obiectivului de investiție (parc fotovoltaic/centrală fotovoltaică) pentru producerea de energie electrică, acesta necesită racordare la rețeaua electrică de distribuție atât în vederea evacuării energiei electrice produse, cât și în vederea alimentării cu energie electrică a serviciilor proprii.

Prezenta documentație stabilește soluțiile tehnice și condițiile de realizare a instalațiilor aferente investiției "Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în orașul Rupea, județul Brașov".

Documentația este întocmită în conformitate cu tema de Proiectare realizată de Proiectantul de specialitate și stabilită de comun acord cu investitorul, respectând normele și standardele în vigoare.

3.1 Particularitati ale amplasamentului

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafață terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zona de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz); Amplasamentul propus pentru realizarea obiectivului aparține de UAT Orașul Rupea pe teritoriul intravilan/extravilan al acesteia. Coordonatele GPS sunt: latitudine 46. 03681, longitudine 25. 24601, Drum National DN13.

Terenul nu este productiv.



Fig. 10 Amplasare parc fotovoltaic

Terenul este situat în intravilanul UAT Orașul Rupea, al cărui proprietar este Primăria Rupea, jud. Brașov, CF nr. 103758 (Anexa 2) și număr cadastral - număr topo 103758.



Fig. 11. Explicativă ANCPPI a CF nr. 103758

Relațiile cu zonele învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;
Teritoriul administrativ al orașului Rupea este învecinat astfel:

- la Nord – Vest Comuna Bunești;
- la Vest Satul Jibert;
- la Sud - Satul Hoghiz;
- la Sud Satul Ungra ;
- la Est Comuna Homorod.

Destinația, categoria și clasa de importanță construcției :

- Producere de electricitate din sursa solara regenerabilă.
- Propunerea tehnico-economica descrie un sistem fotovoltaic la cheie.
- Primăria Rupea jud. Brașov – UAT ce deține terenurile menționate mai sus.

Amplasamentul proiectului nu se află în zona de protecție a unui monument istoric sau sit arheologic;

În prezenta documentație au fost tratate exclusiv suprafețele aflate în administrarea beneficiarului, fiind exceptate zonele aflate în administrarea altor instituții și proprietățile private.

Terenul nu face parte din nici una din categoriile următoare:

- (i.) terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat de fertilitate a solului și biodiversitate sub pământ, astfel cum se menționează în studiul LUCAS al UE;
- (ii.) terenurile verzi cu o valoare recunoscută a biodiversității ridicate și terenurile care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) enumerate pe Lista roșie europeană sau pe lista roșie a IUCN;
- (iii.) terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate a fi acoperite de arbori.

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

A se vedea planul stradal în zonă.

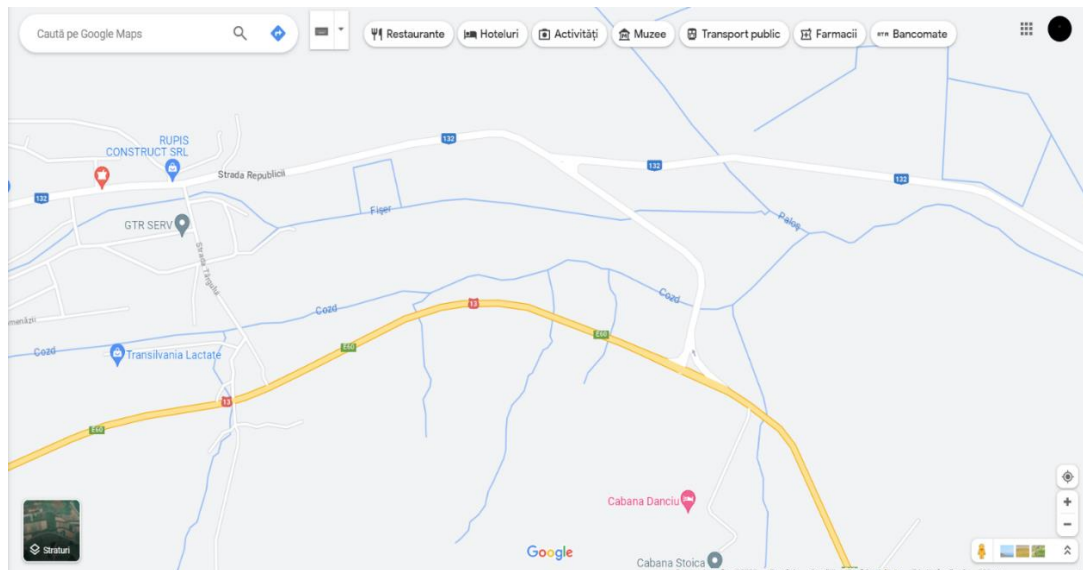


Fig. 12 Planul stradal privind amplasarea CEFND

c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes
 A se vedea planul din figura de mai jos.



Fig. 13 Orientarea CEFND față de punctele cardinale

d) surse de poluare existente în zonă;

Poluarea și alte efecte negative: lucrările și măsurile prevăzute în proiect nu vor afecta semnificativ factorii de mediu (aer, apă, sol, așezări umane), și anume:

- apele menajere generate în timpul realizării proiectului vor fi colectate într-un grup sanitar ecologic și evacuate într-o stație de epurare autorizată;
- utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilită prin lege la zi, repararea acestora în unități service specializate și întreținerea acestora în condiții optime de funcționare conduce la un nivel al emisiilor și zgomotului sub limita admisă de legislația în vigoare;

- utilizarea unor echipamente optimizate din construcție pentru un zgomot minim conduce la un nivel al zgomotului sub limita admisă de legislația în vigoare;

Nu au fost identificate surse existente de poluare în zonă. Pentru prevenirea eventualelor poluări accidentale, beneficiarul va asigura toalete ecologice pentru personalul propriu, Inginer, Autoritate Contractantă și vizitatori, în fiecare locație unde lucrează, și va menține aceste toalete în condiții de igienă adecvate tot timpul. Toaletele ecologice vor fi agrementate astfel încât să nu se producă în nici un fel contaminarea zonelor în care sunt amplasate. După terminarea lucrărilor sau părților de lucrări, toaletele vor fi îndepărtate iar zona va fi adusă la starea inițială.

Titularul autorizației de construire are obligația de a avea un plan de gestionare a deșeurilor rezultate din activități de construcție și desființări, prin care se instituie sisteme de demolare selectivă, sortare, reutilizare pe amplasament și/sau predare către operatori autorizați a deșeurilor rezultate, astfel încât să asigure atingerea unui nivel de pregătire pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, inclusiv prin operațiuni de umplere rambleiere, de minimum 70% din masa deșeurilor nepericuloase provenite din activitățile autorizate. (O.U.G. nr. 92/2021 privind Regimul deșeurilor, art. 17, alin. 4 și 7).

După realizarea obiectivului de investiții, constructorul va dezafecta lucrările provizorii și va degaja zona de materiale folosite sau rezultate și de alte lucrări provizorii, suprafața de teren vizată va fi adusă la forma inițială.

e) date climatice și particularități de relief;

Orașul Rupea, cu o suprafață de 75,5 km², se află în partea de nord a județului Brașov, la 65 de km distanță de Municipiul Brașov și 53 de km de Municipiul Sighișoara. Este centrul uneia dintre cele trei microregiuni ale județului Brașov, fiind singurul oraș din zona de nord-est.

Orașul Rupea este situat la 25 grade 12' longitudine estică și 46,3 grade latitudine nordică și la o altitudine de 451 m față de nivelul mării. Este punct de trecere din Valea Oltului în Valea Târnavelor, situat în zona de contact dintre Podișul Transilvaniei și Carpații Orientali.

Long. E 25.13 – Lat. N - 46.02

Localități aparținătoare: Rupea

Rupea are un climat-continental, cu o clima rece și relativ umedă. Temperatura medie anuală a aerului este de 7,5°C, iar media anuală a umidității este de 75%. Valorile temperaturii în timpul verii depășesc rareori 35°C iar cele mai scăzute în timpul iernii -30°C. Cea mai caldă lună fiind iulie, iar cea mai rece ianuarie. Temperaturile medii din timpul verii sunt de 22-25°C, iar în timpul iernii 10 /-2°C.

Temperatura medie în cea mai caldă lună a anului este de 18,7 °C. Temperatura medie în cea mai friguroasă lună a anului este de -5,1 °C. Adâncimea max de îngheț este 1.0m cf STAS 6054-77. Debitul anual în urma ploilor este de 1300ml/m². Fiind o zonă muntoasă vremea este schimbătoare, fiind necesare în același timp atât umbrela, cât și ochelarii de soare. Cea mai ploioasă lună este iunie și cele mai mici cantități de precipitații cad în luna februarie. Durata medie a stratului de zăpadă este de aproximativ 60 de zile.

f) existența unor:

– rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate; În zona studiată, există rețele de apă, canalizare, gaze, energie electrică, telecomunicații, termoficare, dar lucrările propuse nu interferează cu acestea, drept urmare nu au putut fi identificate rețele pe amplasamentele propuse ce ar putea necesita relocări sau protejări. Dacă la momentul execuției lucrărilor se vor întâlni astfel de rețele edilitare se va convoca proiectantul general în vederea stabilirii măsurilor necesare a fi luate.

– posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție; Amplasamentul propus pentru execuția investiției nu intersectează zone de protecție a monumentelor istorice.

– terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;
Nu este cazul

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament, dacă sunt aplicabile sau relevante pentru proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune respectiv - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

După normativul P100-1/2013 – Cod de proiectare seismică, amplasamentul se află situat în zona caracterizată prin valori de vârf ale accelerației terenului, pentru proiectare $a_g=0,20$ g (IMR=225 ani cu 20% probabilitate de depășire în 50 ani). Din punct de vedere al perioadelor de control (colț), amplasamentul este caracterizat prin $T_c=0,7$ sec.

<http://ccers.utcb.ro/index.php/utile>

i) Date privind zona seismică:

Teritoriul administrativ al localității Rupea jud. Brașov se încadrează în zona seismică "E" cu valori $K_s = 0,12$ în conformitate cu prevederile Normativ P 100/92 pag 49

https://www.mdpa.ro/userfiles/reglementari/Domeniul_I/I_5_NP_055_2001.pdf

Din punct de vedere seismic conform SR 11100 - 1 / 93, amplasamentul studiat se încadrează zonei macroseismice de gradul 7₁ pe scara MSK, unde indicele 1 corespunde unei perioade de revenire de 50 ani (minimum).

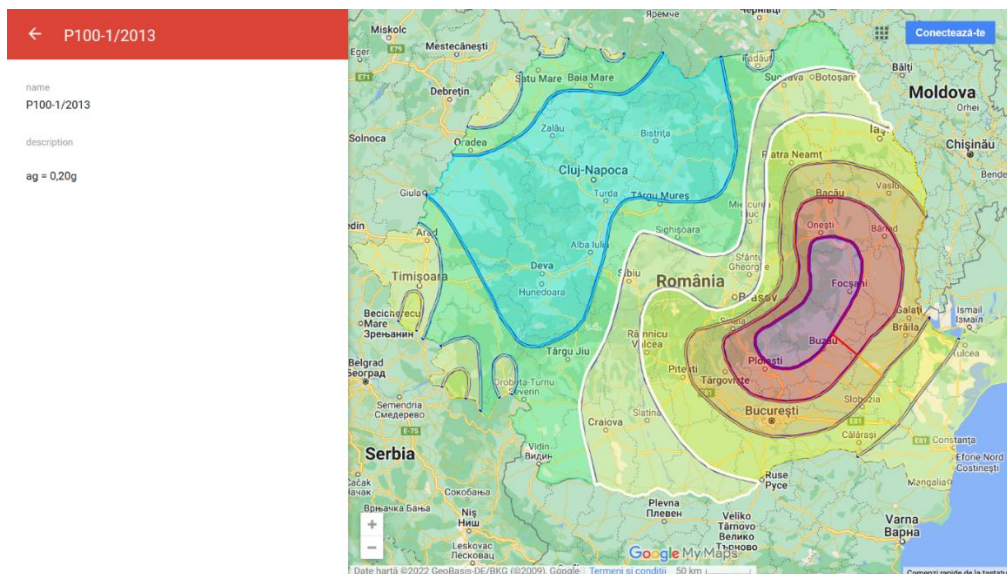


Fig. 14 Zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare ag cu IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani

name
P100-1/2013

description

Tc = 0,7 s

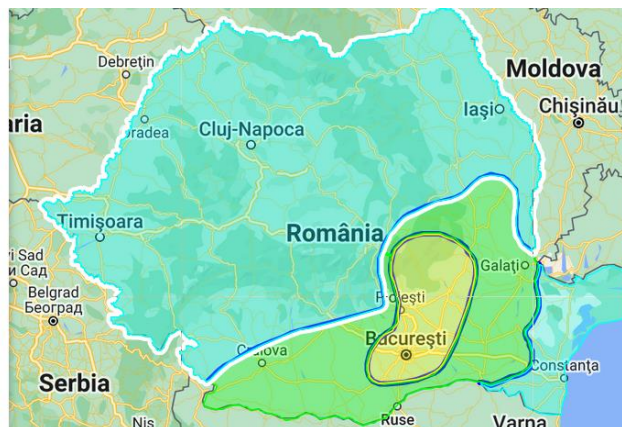


Fig.15 Zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), Tc a spectrului de răspuns

ii) Date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusive presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice:

Conform STAS 6054/77, adâncimea de îngheț în zona cercetata este de 0,9 -1 m de la nivelul terenului natural sau sistematizat.

Zona încărcare cu zăpadă Conform CR 1-1-32005 Cod proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor , valoarea caracteristică a zonei a încărcării din zăpadă pe sol este de 2% probabilitate de depășire într-un an, respectiv intervalul de recurență IMR =50, iar valorii caracteristice a încărcării de zăpadă pe sol în amplasamente Sk este 1,5 kN/m².

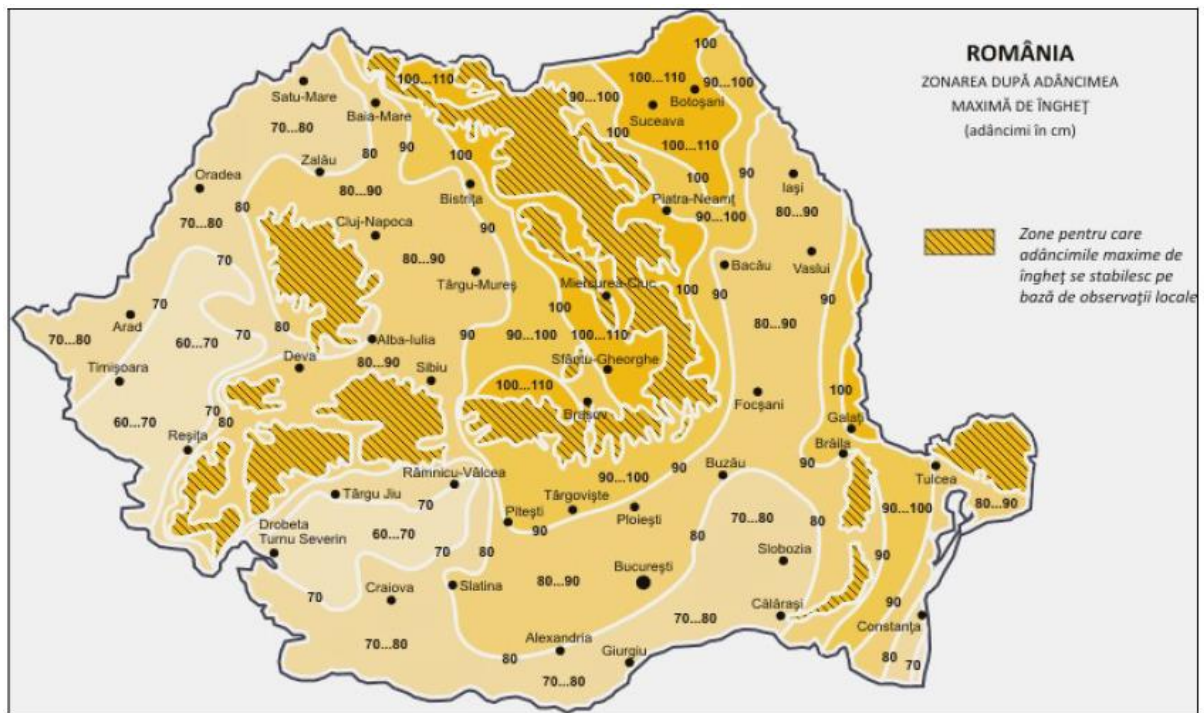


Fig 16 Valorile caracteristicilor de îngheț din Romania

Zonarea terenului din punct de vedere a presiunii vântului este prezentat mai jos

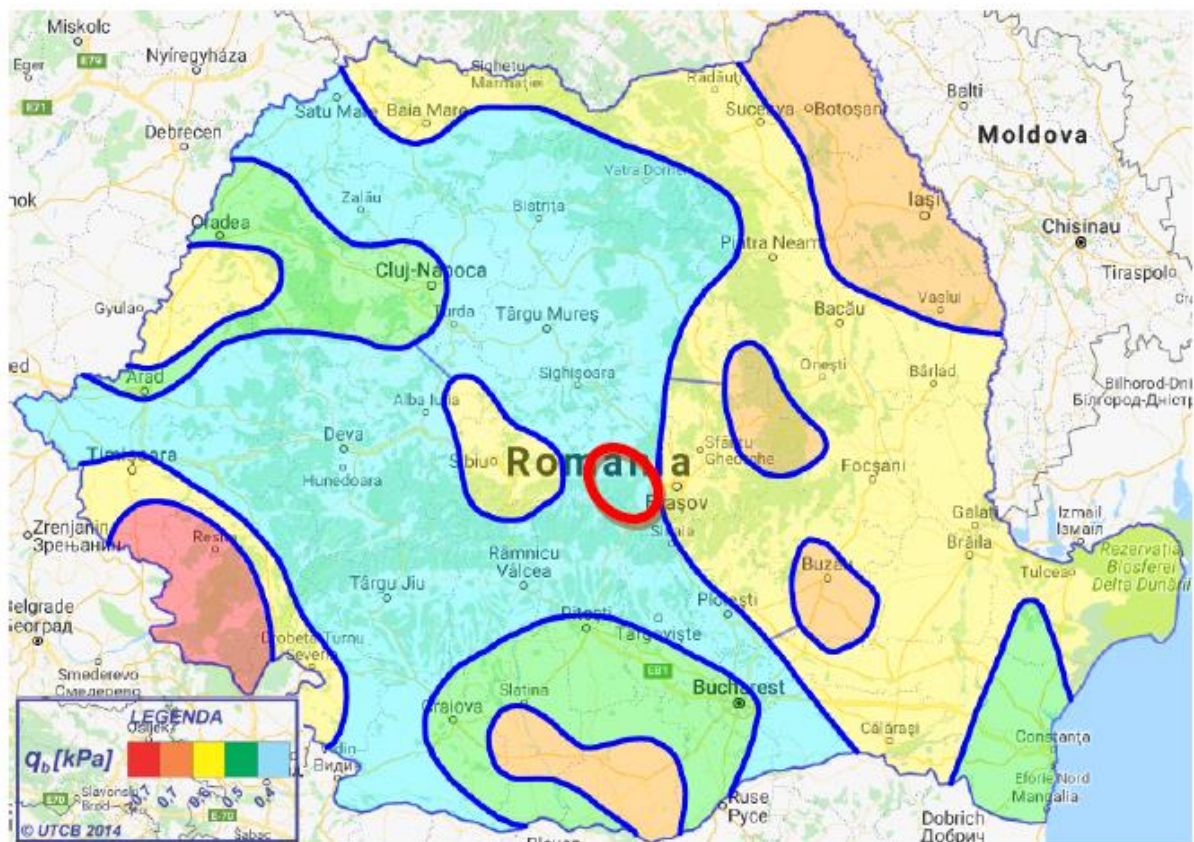


Fig. 17 Valorile caracteristice ale presiunii vântului din Romania

iii) Date geologice generale:

Fenomenele fizico-geologice sunt determinate atât de morfologia terenului, de acțiunea factorilor exogeni asupra acestuia: cursurile de apă (în special a celor torențiale), clima (îngheț, dezgheț), cât și de activitatea antropică. Eroziuni de maluri (ravene) neînsemnate au fost depistate pe râul Fișer și râul Cozd principalele cursuri de apă din zona. Erodarea și alterarea sedimentelor prin acțiunea factorilor exogeni, transportarea și depunerea produselor rezultate au creat depozite deluviale care supuse factorilor atmosferici (ploi, îngheț - dezgheț, activitatea torențială) produc fenomene de alunecare. În zona cercetată au fost depistate urme sau forme de alunecări active pe versantul estic al Văii Dorobei. Aceste alunecări se pot reactiva în urma acumulărilor de apă meteorică în umărul frontului de alunecare sau în zonele depresionare.

iv) Date geotehnice obținute din: planul cu amplasamentul forajelor, fișe complexe rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raport geotehnic cu recomandări pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică și arhive accesibile după caz:

În conformitate cu Studiul Geotehnic realizat de firma de specialitate avizat (Anexa 3) precizăm următoarele:

- Din punct de vedere geo – tectonic (planșa nr. 2 din studiu geotehnic) zona cercetată aparține curburii interne a Carpaților românești, o arie de mare mobilitate tectonică.
- Cele mai vechi formațiuni neogene reprezentate prin depozite tortoniene sunt constituite din breccii și conglomerate sau marne tufacee.
- La partea superioară apar marne vinete nisipoase, formațiuni lagunare (sare și gips), sisturi argiloase cu radiolari, marne albicioase cu intercalații de tufuri fine, marne nisipoase, nisipuri și pietrișuri.
- Sarmațianul este reprezentat prin conglomerate, gresii masive în strate de 3 – 10 m grosime, feruginoase, friabile, cu o structură încrucișată, cu intercalații de marne și conglomerate.
- Cuaternarul este reprezentat prin depozite psamo – psefitice, acoperite de o cuvertură de depozite pelitice.

Concluzii studiului sunt:

- Din punct de vedere geomorfologic, amplasamentul cercetat este denivelat și relativ stabil, amenajat cu umpluturi, cu panta generală de cca 6 % către paraul Cozd.
- Din punct de vedere geo- tectonic în zonă află depozite tortoniene, reprezentate prin nisipuri cu pietriș ce fac parte din flancul nordic al anticlinalului Rupea.
- Succesiunea generală a depozitelor întâlnită în lucrările executate este specifică terasei inferioare și a fost descrisă în studiu geotehnic la capitolul 3. Prezentarea informațiilor geotehnice, punctul d – Stratificația pusă în evidență, la partea grafică pe fisele cu rezultatele analizelor de laborator pe planșa 4,5,6. Din studiu geotehnic.
- Nivelul hidrostatic nu a fost interceptat de lucrările geotehnice executate acesta situându-se la adâncimi mai mari de 6.00 m față de CTN.
- Riscul geotehnic al execuției acestei lucrări este de nivel moderat.

- Prezentul studiu este valabil numai pentru Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizată în oraș Rupea, jud. Brașov.
- Folosirea lui pentru alte locații scutește inginerul geolog de orice responsabilitate. Săpăturile pentru fundații vor fi recepționate, în mod obligatoriu, de către cel care a întocmit prezentul studiu sau de către un alt proiectant geotehnician cu experiență.
- Procesul verbal ce se va întocmi (de recepție calitativă a terenului de fundare) va consemna în mod explicit dacă condițiile din teren corespund premiselor avute în vedere la proiectare (sau vor fi necesare măsuri suplimentare) și va fi atașat la CARTEA TEHNICĂ A CONSTRUCȚIEI.
- Verificarea naturii terenului de fundare nu este inclusă în studiul geotehnic și se va putea executa la solicitarea în scris a constructorului sau a beneficiarului și va fi decontat de către aceștia.

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

Fenomenele fizico-geologice sunt determinate atât de morfologia terenului, de acțiunea factorilor exogeni asupra acestuia: cursurile de apă (în special a celor torențiale), clima (îngheț, dezgheț), cât și de activitatea antropică. Eroziuni de maluri (ravene) neînsemnate au fost depistate pe râul Fișer și râul Cozd principalele cursuri de apă din zona.

Alunecări de teren

Erodarea și alterarea sedimentelor prin acțiunea factorilor exogeni, transportarea și depunerea produselor rezultate cu creat depozite deluviale care supuse factorilor atmosferici (ploi, îngheț - dezgheț, activitatea torențială) produc fenomene de alunecare.

Conform prevederilor Legii nr. 575/2001- Lege privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național – Secțiunea a V-a, zone de risc natural, publicată în MO nr. 726/2001, pentru amplasamentul situat în Orașul Rupea riscul poate fi cauzat de cutremurele de pământ din cauza situației în zona cu intensitate seismică de gradul 7.

vi) Caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentelor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic:

Râurile

Rețea hidrografică: componenta apelor curgătoare este formată din cei doi afluenți ai râului Valea Mare: Fișer și Cozd; cele două ape sunt râuri de munte, scurte ca și distanță de la izvor la vărsare și repezi. Din punct de vedere morfologic zona studiată se situează în Subcarpații transilvăneni dintre Mureș și Olt, subunitatea Subcarpații Homoroadelor, ce fac trecerea de la munții vulcanici (munții Harghitei) către ținuturile mai joase ale Podișului Transilvaniei. Această constituie o individualitate geomorfologică aparte, caracterizată prin alternanța depresiunilor de eroziune cu dealuri subcarpatice dispuse pe două șiruri de culmi. Hidrografic zona studiată aparține bazinului râului Olt, cu afluentul său pe partea dreaptă -

Valea Lungă. Văile Homorodul Mic și Homorodul Mare se varsă în Valea Lungă în dreptul localității Homorod. Homorodul Mare, prezintă un curs rectiliniu cu o albie bine încastrată și maluri de cca. 5.00 m înălțime. Are ca afluent pe partea stângă - pârâul Paloș. Din punct de vedere hidrogeologic stratul acvifer freatic este cantonat la adâncimi variabile funcție de structura și tectonica formațiunilor geologice din zonă.

Climatic zona studiată se caracterizează prin următoarele valori ale factorilor climatici :

- precipitații medii anuale 700 mm ;
- adâncimea maximă de îngheț $h = 0.90 - 1.00$ m (STAS 6054/77).

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic, la nivelul unor linii generale ale proiectului tehnic preliminar:
– caracteristici tehnice și parametri specifici proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune;– varianta constructivă de realizare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, dacă este disponibilă în această etapă, cu justificarea alegerii acesteia;– echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Parcul fotovoltaic va dispune de o putere instalată de 137 kWp la tensiunea de utilizare de 20 kV, necesitând totodată o alimentare cu energie electrică pentru serviciile proprii cu o putere totală instalată de 4,00 kW la tensiunea de utilizare de 0,4 kV.

Atât evacuarea energiei electrice produse de parcul fotovoltaic, cât și alimentarea cu energie electrică a serviciilor proprii centralei fotovoltaice se va realiza pe o singură cale (contor dublu sens) prin intermediul instalațiilor de racordare prevăzute a se realiza în baza avizului tehnic de racordare emis de operatorul de rețea DEER SA – SROR Brasov.

- Scenariu 1 - Utilizarea panourilor fotovoltaice cu puterea electrică de vârf (Pp) de 650 Wp
- Scenariu 2 - Utilizarea unor panouri fotovoltaice cu puterea electrică de vârf (Pp) de 300 Wp

Scenariul 1 –	Scenariul 2 –
<p>Acest scenariu tehnic cuprinde 300 de panouri tip TSM-DEG21C-20-650 (650 Wp) (Anexa 13). Aceste panouri vor fi amplasate pe structuri metalice la un unghi de 30 de grade, azimut 0 grade (sud).</p> <p>Se vor folosi 10 de structuri metalice cu ancore metalice pentru prindere în pământ, fiecare având amplasate câte 21 de panouri fotovoltaice legate în serie.</p> <p>La dispunerea structurilor metalice, s-a păstrat o distanță între șirurile de structuri de 5 metri pentru ca acestea să nu se autoumbrească pe parcursul întregului an.</p> <p>Detaliile tehnice ale panourilor PV sunt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Putere PMPP: 650 Wp • Tipul de celule: poli-cristaline • Tensiune circuit deschis Uoc: 45,5 V • Curent scurt circuit Isc: 18,35 A • Tensiune VMP: 37,7 V 	<p>Acest scenariu tehnic cuprinde 512 de panouri cu o putere de 300 Wp tip TSM-DEG14-(II)-350 (Anexa 14). Aceste panouri vor fi amplasate pe structuri metalice la un unghi de 30 de grade, azimuth (direcția) 0 grade (sud). Se vor folosi 18 de structuri metalice cu ancore metalice pentru prindere în pământ, fiecare având amplasate câte 12 de panouri fotovoltaice legate în serie.</p> <p>La dispunerea structurilor metalice, s-a păstrat o distanță între șirurile de structuri de 5 metri pentru ca acestea să nu se autoumbrească în decursul sezonelor.</p> <p>Panourile fotovoltaice Trina Solar TSM-DEG14-(II)-350 au următoarele caracteristici tehnice:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Putere PMPP: 300 Wp • Tipul de celule: poly-cristaline • Tensiune circuit deschis Uoc: 39,7V • Curent scurt circuit Isc: 9.70 A • Tensiune VMP: 32,4 V

Scenariul 1 –	Scenariul 2 –
<ul style="list-style-type: none"> • Curent Imp: 17,27 A • Eficiență: 22,4 % • Dimensiuni: 1,303 m x 2,384 m • Suprafața totală a panoului: 3,11 m² • Producător: Trina Solar • Tip: TSM-DEG21C-20-650 Wp Vertex • Suprafața panoului: 2,91 m² • Tensiunea maximă a sistemului: 1000 V • Coeficienți de temperatură: • Tensiune circuit deschis: -0,25 %/°C • PMPP: -0,34 %/°C 	<ul style="list-style-type: none"> • Curent Imp: 9.27 A • Eficiență: 18.1 % • Dimensiuni: 0.992 x 1.675 m² • Suprafața panoului: 1.66 m² • Tensiunea maximă a sistemului: 1000 V • Coeficienți de temperatură: 1. Tensiune circuit deschis: -0,37 %/°C 2. PMPP: -0,37 %/°C
<p>Pentru legarea panourilor fotovoltaice se vor folosi cablurile speciale solare de 4 mmp. Panourile au incorporate cabluri solare de 4mmp cu o lungime de 120 cm pentru fiecare borna dar pentru finalizarea legăturilor către invertor va fi nevoie de cablu solar suplimentar. Cablurile solare au o tensiune de lucru de 1800 Vc.c. si sunt rezistente la raze ultraviolete, temperaturi înalte, condiții atmosferice neprielnice, uleiuri si alte substanțe corozive.</p> <p>Legaturile electrice ale panourilor vor fi realizate astfel:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se vor lega 21 de panouri in serie, pentru a forma un sir, având o putere de 13,65 kW. CEFND Uat Rupea va avea: tensiunea de lucru de 37,7 Vc.c., tensiunea de mers in gol Vo.c. de 45,5 Vc.c., un curent de lucru de 17,27 A si un curent de scurtcircuit de 18,35 A. 2. Se vor lega 10 șiruri (21 de panouri) in paralel pe fiecare invertor de 60 kW pentru a atinge puterea de 120 kW curent alternativ. Invertorul va funcționa pe partea de curent continuu la tensiunile specificate la punctul 1. <p>Pentru evacuarea energiei produse de către panouri, au fost alese 2 invertore (pe baza modului de legare al panourilor fotovoltaice) de tip Growatt_MAX_60KTL3-X MV (Anexa 15) care îndeplinesc urmatoarele caracteristici tehnice:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Tensiune maxima c.c. 1100 Vc.c. b) Tensiune de pornire 200 Vc.c. c) Prag de lucru 000 – 1100 V.c.c d) Putere maxima c.c. 78 kWp e) Putere maxima c.a. 60 kW f) Tensiune maxima c.a. 480 V g) Eficienta 98.8 % h) Grad de protecție IP 66 i) Producător: Growatt New Energy j) Tip: MAX 160KTL3-X MV <p>Invertorul compară și analizează tensiunea rețelei</p>	<p>Pentru legarea panourilor fotovoltaice se vor folosi cablurile speciale solare de 4 mmp. Panourile au incorporate cabluri solare de 4mmp cu o lungime de 90 cm pentru fiecare borna dar pentru finalizarea legăturilor către invertore va fi nevoie de cablu solar suplimentar. Cablurile solare au o tensiune de lucru de 1800 Vc.c. si sunt rezistente la raze ultraviolete, temperaturi înalte, condiții atmosferice neprielnice, uleiuri si alte substanțe corozive.</p> <p>Legaturile electrice ale panourilor vor fi realizate astfel:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Se vor amplasa structuri metalice care vor conține 24 șiruri x 18 coloane (432 bucăți) de panouri de 300 W la o înclinare de 30 de grade si azimuth 0 grade (direcția SUD). Structurile vor fi amplasate in linie dreapta, cu spațiu de 5 m între ele, conform plan de situație E02. 2. Se vor lega cate 100 de panouri pe invertor a cate 24 șiruri (string) de 18 panouri (maxim) pe sir CEFND UAT Rupea va avea: tensiune maxima de 1000 V, curent maxim 48 A si Putere de 30 kW. 3. Panourile sunt prevăzute din fabrica cu cablu solar 2x(1x4)mmp cu o lungime de 0.9 metri pe ambele borne (plus si minus). Pentru finalizarea legăturii către invertore, se va folosi cablu solar special 2x(1x4)mmp. 4. Puterea maxima debitata pe invertor in curent continuu este 30 kWc.c. 5. In situațiile in care cablul solar trebuie pozat în pământ, acesta se va poza la adâncimea de 0.4 metri, acesta fiind protejat in pat de nisip. Cablurile se vor interconecta între ele cat si cu invertorul prin mufe speciale tip “mama” – “tata” MC4. <p>Pentru evacuarea energiei produse de către panouri, au fost alese 4 de invertore (pe baza modului de legare al panourilor fotovoltaice) de tip Growatt_MID_30KTL3-X (Anexa 16) care</p>

Scenariul 1 –	Scenariul 2 –
<p>pentru a se sincroniza cu rețeaua. Atunci când nu există tensiune în barele colectoare aparținând rețelei, invertorul nu va funcționa (anti-islanding). Invertorul va furniza energia electrica la tensiunea și frecvența solicitata de către operatorul rețelei pentru a putea alimenta rețeaua principală, fără a pune în pericol rețeaua și echipamentul.</p> <p>Invertoarele vor fi montate în apropierea panourilor, cate un invertor pentru fiecare modul format din 92 de panouri fotovoltaice (10 rânduri de 21 de panouri).</p> <p>Puterea totala maxima debitata in c.a. va fi de 120 kW. Invertoarele vor fi protejate pe parte de curent alternativ cu disjunctor de 16A, 3P iar pe partea de c.c. vor fi protejate cu fuzibili de c.c. 1000V, 10A pe fiecare borna pozitiva. Aceste protecții vor fi amplasate in carcase cu grad de protecție de minim IP 55 lângă fiecare invertor.</p> <p>Invertoarele vor fi legate prin cablu ACYAbY 3x50+25 mmp pana la cutiile de conexiuni care sunt amplasate la distante optime în interiorul parcului fotovoltaic. Cablu va fi pozat în pământ la adâncimea de 0.4 metri pentru a facilita accesul ușor la acestea in caz de defect. Cablurile ACYAbY sunt cabluri armate cu o rezistenta foarte mare la forte mecanice si chimice.</p> <p>Invertoarele vor fi monitorizate de la distanță prin intermediul dispozitivelor de comunicație dedicate invertoarelor: Growatt New Energy, tip MAX 60KTL3-X-MV. Solar Info Logger vor fi conectate la cate 2 invertoare (in total 1 dispozitiv de comunicație) prin cablu RS 485 tip JY(St)Y 2x2x0.8 mmp. Dispozitivele pot fi ușor conectate la conexiunea de internet pentru acces remote si vizualizare a datelor atât online cat si local in interiorul parcului fotovoltaic.</p> <p>Se vor amplasa in interiorul parcului fotovoltaic cutii de conexiuni pentru concentrarea energiei furnizate de către invertoare. În total vor fi amplasate 1 cutii de conexiuni care vor avea fiecare 2 invertoare legate.</p> <p>Cutiile de conexiuni vor fi legate la postul de transformare amplasat in interiorul parcului fotovoltaic. Cutiile vor fi legate prin cablu tip ACYAbY 2 x (3x300+150mmp) aceasta secțiune fiind aleasa pentru a reduce semnificativ pierderile de energie electrica din cabluri.</p> <p>Pierderile electrice în cablu pentru stația</p>	<p>îndeplinesc urmatoarele caracteristici tehnice:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensiune maxima c.c. 1000 Vc.c. • Tensiune de pornire 200 Vc.c. • Prag de lucru minim 200 – 1000 V.c.c • Putere maxima c.c. 45 kWp • Putere maxima c.a. 30 kW • Tensiune maxima c.a. 400 V • Eficienta 98,4 % • Grad de protecție IP 66 <p>Dimensionarea instalației de invertoare a fost făcută folosind PVSyst.</p> <p>Invertorul compară voltajul rețelei pentru a se sincroniza cu rețeaua, cu toate acestea atunci când nu există tensiune în barele colectoare, aparținând rețelei, invertorul nu va funcționa (anti-islanding).</p> <p>Invertorul va furniza un randament al tensiunii și frecvenței solicitate de către operatorul rețelei pentru a putea alimenta rețeaua principală, fără a pune în pericol rețeaua și echipamentul.</p> <p>Invertorul va fi montat în apropierea panourilor, cate un invertor pentru fiecare modul format din 100 de panouri fotovoltaice (6 rânduri de 108 de panouri).</p> <p>Puterea totala maximă debitată în c.a. va fi de 120 kW. Invertoarele vor fi protejate pe partea de c.c. cu fuzibili de c.c. 1000 V, 16A pe fiecare borna iar protecția de pe c.a. va fi realizată în tablourile de conexiuni cu denumirea generică de UV. Deoarece invertoarelor se alimentează și funcționează doar din panouri, d.p.d.v. tehnic nu este necesara protecția cablurilor de c.a. imediat după ieșirea din invertor. De asemenea invertoarele sunt prevăzute din fabrica cu descărcătoare de supratensiuni atmosferice.</p> <p>Invertoarele vor fi legate prin cablu ACYAbY 4x10 mmp pana la tablourile de conexiuni cu denumirea generica UV, care sunt amplasate la distante optime in interiorul parcului fotovoltaic. Cablu va fi pozat in pământ la adâncimea de 0.5 metrii pentru a facilita accesul ușor la acestea in caz de defect. Cablurile ACYAbY sunt cabluri armate cu o rezistenta foarte mare la forte mecanice si chimice.</p> <p>Invertoarele vor fi monitorizate de la distanta prin intermediul dispozitivelor de comunicație dedicate invertoarelor Growatt_Max. Aceste Loggere vor fi conectate la 4 de invertoare (in functie de setări), fiind folosite in total 1 dispozitive de comunicație, prin cablu RS 485 tip JY(St)Y 2x2x0.8 mmp. Dispozitivele pot fi ușor</p>

Scenariul 1 –	Scenariul 2 –
<p>fotovoltaică au fost calculate astfel încât, pe distanța de la structura metalică a panourilor fotovoltaice până la posturile de transformare, pierderile să nu depășească valoarea de 3-4%. Pentru evacuarea energiei electrice către sistemul național și injectarea în rețea, a fost calculat ca fiind necesară instalarea a unui singur post de transformare cu următorii parametrii. PT 160 kVA, 0,4/20 kV, P_{fe}=0,189 kW iar P_{cu}=1,750 kW, U_{sc}=5 %, i₀=0,8%</p> <p>Punctul de delimitare al instalațiilor se face la stâlpul nr. 1 proiectat care va fi amplasat conform avizului tehnic de racordare care va fi în gestiunea Distribuie Energie Electrica Romania S.A.</p> <p>AVANTAJE:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dezvoltarea infrastructurii de alimentare a vehiculelor cu energie electrică; ✓ S-a ales o înclinare de 30 de grade pentru o acoperire cât mai bogată a terenului, conform simulărilor efectuate cu ajutorul programului dedicat PVSyst, energia este mai mare și oferă mai multe beneficii energetice chiar dacă investiția este mai mare. ✓ Panourile PV menționate mai sus nu produc oscilații sau sisteme deformante pentru sistemul energetic. ✓ Îmbunătățirea calității mediului prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin stimularea utilizării vehiculelor electrice; ✓ Amplasarea în zona drumului național; ✓ Distanța mai mică până la transformator; ✓ Acces facil și vizibil; <p>DEZAVANTAJE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Necesitatea amenajării accesului; 	<p>conectate prin legătura ethernet la conexiunea de internet pentru acces remote și vizualizare a datelor atât online cât și local în interiorul parcului fotovoltaic.</p> <p>Se vor amplasa în interiorul parcului fotovoltaic tablouri de conexiuni pentru concentrarea energiei furnizate de către invertoare. În total vor fi amplasate 10 tablouri de conexiuni care vor fi dimensionate astfel:</p> <p>1.Tabloul UV1 va fi dimensionat astfel: 1.13 circuite de sosire de la invertoare echipate cu disjunctori 4P, 400 Vc.a., 25 A 2.2 circuite de plecare către post de transformare fotovoltaic echipat cu separator cu fuzibili 3P, 400Vc.a., 160A.</p> <p>2.Tabloul UV2 va fi dimensionat astfel: 1.14 circuite de sosire de la invertoare echipate cu disjunctori 4P, 400 Vc.a., 25 A 2.2 circuite de plecare către post de transformare fotovoltaic echipat cu separator cu fuzibili 3P, 400Vc.a., 160A.</p> <p>3.Tablourile UV3, UV4, UV5, UV6 și UV7 vor fi dimensionate astfel: 1.17 circuite de sosire de la invertoare echipate cu disjunctori 4P, 400 Vc.a., 25 A 2.2 circuite de plecare către post de transformare fotovoltaic echipat cu separator cu fuzibili 3P, 400Vc.a., 200A.</p> <p>4.Tabloul UV8 va fi dimensionat astfel: 1.21 circuite de sosire de la invertoare echipate cu disjunctori 4P, 400 Vc.a., 25 A 2.2 circuite de plecare către post de transformare fotovoltaic echipat cu separator cu fuzibili 3P, 400Vc.a., 250A.</p> <p>Tablourile de conexiuni vor avea cabluri de evacuare a energiei tip ACYAbY 2x(3x300+150)mmp sau ACYAbY 2x(3x240+120)mmp, în funcție de distanța față de postul de transformare, pozate la adâncimea de 0.4 metri, protejate în pat de nisip. Acestea sunt supradimensionate pentru a reduce pierderile din cablu datorate distanței foarte mari până la postul de transformare fotovoltaic.</p> <p>Tablourile de conexiuni vor fi legate la postul de transformare amplasat în interiorul parcului fotovoltaic. Pierderile electrice în cablu pentru stația fotovoltaică au fost calculate astfel încât, pe distanța de la structura metalică a panourilor fotovoltaice până la posturile de transformare,</p>

Scenariul 1 –	Scenariul 2 –
	<p>pierderile sa nu depășească valoare de 4-5%. Pentru evacuarea energie electrice către sistemul național si injectarea in rețea, a fost calculat ca fiind necesar instalarea a unui singur post de transformare.. Descrierea tehnica si caracteristicile tehnice aferente postului de transformare intern poate fi găsit la punctul 3.5. aferent acestui Studiu.</p> <p>Punctul de delimitare al instalațiilor se face la bornele de legătura între LES si LEA pe stâlpul LEA proiectat conform plan de situație racord.</p> <p>AVANTAJE:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Dezvoltarea infrastructurii de alimentare a vehiculelor cu energie electrica; ✓ Panourile PV menționate mai sus nu produc oscilații sau sisteme deformante pentru sistemul energetic. ✓ Îmbunătățirea calității mediului prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera prin stimularea utilizării vehiculelor electrice; <p>DEZAVANTAJE:</p> <ul style="list-style-type: none"> • distanta mai mare pana la transformator; • zona cu trafic redus;

Investiția va fi realizată cu următoarele elemente:

- Invertoare ON GRID cu puterea instalata de 120 kW
- Panouri fotovoltaice cu putere de ieșire nominală de vârf (Pp) de 650 Wp
- Echipament Data Manager
- Echipament Energy Meter

Caracteristicile tehnice și parametri specifici celor 4 tipuri de elemente sunt prezentate mai jos.

- Invertor ON GRID cu puterea instalata de 120 kW și eficiență europeană 98.4%

Inverter - MAC 60KTL3-X MV			
Manufacturer	Growatt New Energy		
Model	MAC 60KTL3-X MV		
Commercial data			
Availability :	Prod. Since 2019	Data source :	Manufacturer 2021
Remarks		Sizes	
Technology:		Width	680 mm
Protection:		Height	508 mm
Control:		Depth	281 mm
		Weight	52.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	200 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	60 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1000 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	78 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1100 V	Power Threshold (Pthresh.)	300 W
Min. Voltage for PNom (Vmin@Pnom)	610 V		
"String" inverter with input protections		Multi MPPT capability	
Number of string inputs	12	Number of MPPT inputs	3
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation		
Behaviour at Pnom	Limitation		
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 480 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	60 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	60 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	72 A
		Maximum AC current (Imax AC)	80 A
Maximum efficiency	98.8 %		
European average efficiency	98.4 %		

Fig 18 a) Parametri tehnici ai tipului de invertor ON GRID care va fi folosit în cazul scenariului tehnico-economic 1 (Anexa 15)

Inverter - MAC 30KTL3-X LV			
Manufacturer	Growatt New Energy		
Model	MAC 30KTL3-X LV		
Commercial data			
Availability :	Prod. Since 2019	Data source :	Manufacturer 2021
Remarks		Sizes	
Technology:		Width	680 mm
Protection:		Height	508 mm
Control:		Depth	281 mm
		Weight	52.00 kg
Input characteristics (PV array side)			
Operating mode	MPPT		
Minimum MPP Voltage (Vmin)	200 V	Nominal PV Power (Pnom DC)	30 kW
Maximum MPP Voltage (Vmax)	1000 V	Maximum PV Power (Pmax DC)	45 kW
Absolute max. PV Voltage (Vmax array)	1100 V	Power Threshold (Pthresh.)	149 W
Min. Voltage for PNom (Vmin@Pnom)	406 V		
"String" inverter with input protections		Multi MPPT capability	
Number of string inputs	8	Number of MPPT inputs	3
Behaviour at Vmin/Vmax	Limitation		
Behaviour at Pnom	Limitation		
Output characteristics (AC grid side)			
Grid voltage (Imax)	Triphased 400 V	Nominal AC Power (Pnom AC)	30 kWac
Grid frequency	50/60 Hz	Maximum AC Power (Pmax AC)	30 kWac
		Nominal AC current (Inom AC)	43 A
		Maximum AC current (Imax AC)	48 A
Maximum efficiency	98.7 %		
European average efficiency	98.4 %		

Fig 18 b) Parametri tehnici ai tipului de invertor ON GRID care va fi folosit în cazul scenariului tehnico-economic 2 (Anexa16)

Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;

Investiția se va realiza conform următoarei scheme electrice de principiu:

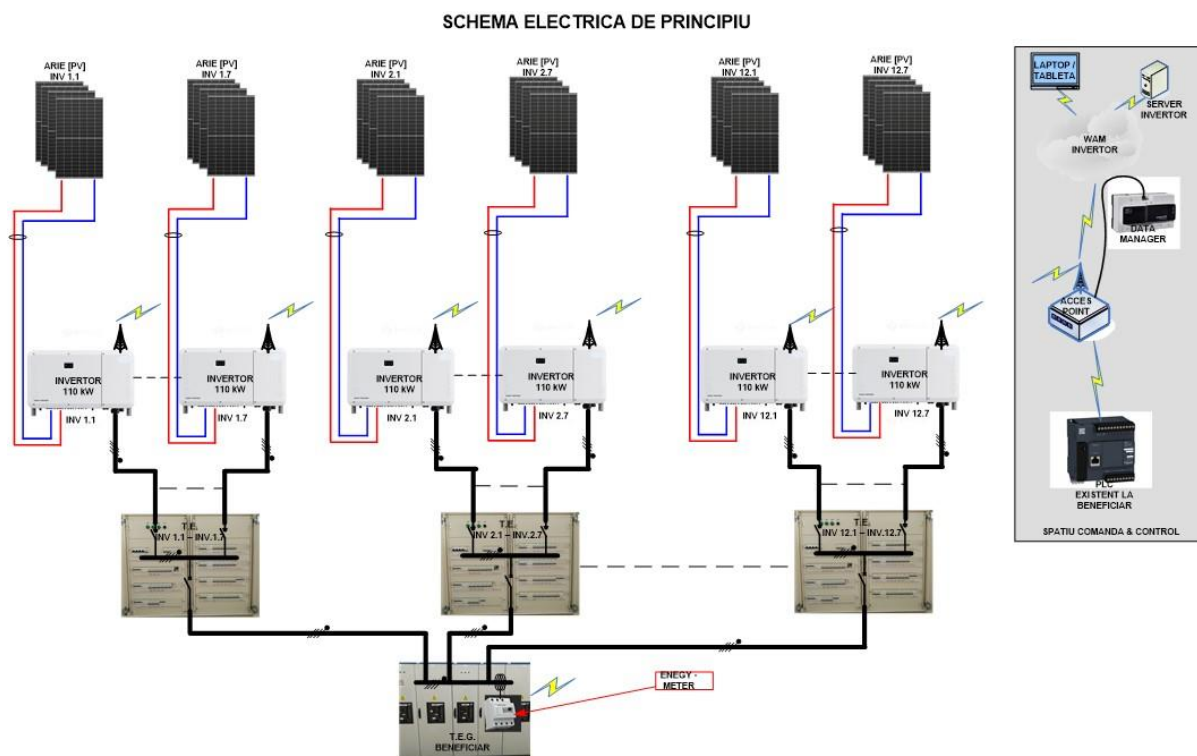


Fig. 19 Schema electrică de principiu ce va fi folosită în cazul ambelor scenarii tehnico-economice analizate

Varianta constructiva:

Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia

Scenariu 1 (STE 1)	Scenariu 2 (STE2)
<p>Varianta constructiva: Centrala fotovoltaica va avea o putere electrică instalată de 137 kWp în curent continuu, la nivelul panourilor fotovoltaice, și de 120 kW în curent alternativ, la nivelul invertoarelor. Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile va fi de 120 kW. Centrala va fi formată dintr-un număr de 210 de panouri fotovoltaice. Cu acest număr de panouri, se va acoperi întreaga suprafață a zonei propuse spre investiție.</p> <p>Conform schemei electrice de principiu prezentate mai sus, în Figura 19, interconectivitatea între subansamblele componente alcătuiește un sistem fotovoltaic de tip <u>ON GRID</u>.</p> <p>Având în vedere ca necesarul de consum al UAT Rupea este mai mare decât capacitatea electrica furnizata de către centrala fotovoltaica ce va fi construită ca urmare a realizării acestei investiții, întreaga energie electrica regenerabila produsa de investiția de față va fi utilizată exclusiv pentru consum propriu.</p>	<p>Varianta constructivă a centralei electrice solare rămâne aceeași, adică de tipul ON GRID, ca în cazul STE 1. Componentele constituente sunt interconectate în aceeași topologie.</p> <p>În acest caz, centrala fotovoltaică va avea o putere electrică instalata de 130 kWp în curent continuu, la nivelul panourilor fotovoltaice, și de 120 kW în curent alternativ, la nivelul invertoarelor, fiind formată dintr-un număr de 432 de panouri fotovoltaice. Capacitatea operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile va fi de 120 kW.</p> <p>În cazul Soluției 2, centrala va fi formată dintr-un numar de 432 de panouri fotovoltaice. Cu acest număr de panouri, se va acoperi întreaga suprafață a zonei propuse spre investiție.</p> <p>Conform schemei electrice de principiu prezentate în Figura 19, interconectivitatea între subansamblele componente alcătuiește un sistem fotovoltaic de tip ON GRID.</p> <p>Având in vedere ca necesarul de consum al UAT Rupea este mai mare decât capacitatea electrica furnizata de către centrala fotovoltaica ce va fi construită ca urmare a</p>

Soluția constructivă propusă se justifică prin simplitatea tehnica de cuplare directă la rețeaua electrică a operatorului de distribuție [OD] a energiei electrice, nefiind necesară adăugarea unor subansamble scumpe, cum ar fi acumulatori electrici tampon sau invertoare solare hibride.

Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse.

Echiparea va fi alcătuită din următoarele subansamble ale căror specificații tehnice sunt menționate mai sus:

- Panouri Fotovoltaice (PV) = 210 bucăți;
- Invertoare solare ON GRID = 2 bucăți;
- Echipament Data Manager = 1 bucata;
- Echipament Energy Meter = 1 bucata;
- Sistem de accespoint format dintr-un router cu echipamente specific adiacente;
- Tablouri electrice Invertor (T.E.–Invertor) = 1 bucăți;
- Infrastructură de cabluri electrice DC și AC;
- Suport mecanic integrat de fixare a PV-urilor;
- Suporturi mecanice de fixare a cablurilor electrice DC și AC;
- Material mărunț.

Principiul de funcționare – vezi schema schema electrică de principiu

Aria de panouri fotovoltaice arondată fiecărui invertor este în medie de 268 PV.

$$\frac{Nr_{total\ de\ PV}}{Nr_{total\ invertoare}} = \frac{210}{2} \sim 105\ bucati\ pe\ invertor$$

Conexiunea electrică aferentă ariei de PV va fi realizată "serie-paralel" astfel încât tensiunea electrică la bornele fiecărui invertor să nu depășească valoarea tensiunii în curent continuu [DC] de 1.100 V, conform specificațiilor tehnice prezentate mai sus.

Orientarea PV-urilor va fi către sud-est, panourile urmând a fi montate pe suporturi de prindere specifice, conform figurii prezentate mai jos.

Energia de la soare este convertită în energie electrică de către PV-uri, fiecare arie de PV-uri va alimenta câte un invertor solar trifazic, cu o putere electrică instalată de 110 kW.

$$\sum_{1}^{2\ invertoare} P_{instalata\ invertor} = \sum_{1}^{2} 60\ kW = 120\ kW = 0,12\ MW.$$

Invertoarele solare sunt grupate câte 2 bucăți, ieșirile acestora ($U_{out} = 0,4\ kV$) sunt conectate în paralel pe bara de distribuție a unui tablou electric dedicat, denumit generic Tablou Electric Invertor [T.E.–Invertor], cu rangul respectiv care se succede de la 1+4.

Ca atare, având arondate pentru fiecare tablou invertor câte 2 invertoare conectate în paralel,

realizării acestei investiții, întreaga energie electrică regenerabilă produsă de investiția de față va fi utilizată **exclusiv pentru consum propriu.**

Justificarea variantei constructive alese:

Soluția constructivă propusă se justifică prin simplitatea tehnica de cuplare directă la rețeaua electrică a operatorului de distribuție [OD] a energiei electrice, nefiind necesară adăugarea unor subansamble scumpe, cum ar fi acumulatori electrici tampon sau invertoare solare hibride.

Echiparea și dotarea specifică
Scenariul tehnico-economic 2 are același tip de echipare ca Scenariul tehnico-economic 1, diferența constând în implementarea unor PV-uri cu putere electrică de 300 Wp în cazul Scenariului tehnico-economic 2, în loc de PV-uri de 650 Wp în cazul Scenariului tehnico-economic 1.

Echiparea va fi alcătuită din următoarele subansamble ale căror specificații tehnice sunt menționate mai sus:

- Panouri Fotovoltaice (PV) = 432 bucăți;
- Invertoare solare ON GRID = 4 bucăți;
- Data Manager = 1 bucata;
- Energy Meter = 1 bucata;
- Sistem de accespoint format dintr-un router cu echipamente specific adiacente;
- Tablouri electrice Invertor (T.E.–Invertor) = 4 bucăți;
- Infrastructură de cabluri electrice DC și AC;
- Suport mecanic integrat de fixare a PV-urilor;
- Suporturi mecanice de fixare a cablurilor electrice DC și AC;
- Material mărunț.

Principiul de funcționare – vezi schema electrică de principiu

Aria de panouri fotovoltaice arondată fiecărui invertor este în medie de 382 PV.

$$\frac{Nr_{total\ de\ PV}}{Nr_{total\ invertoare\ pe\ invertor}} = \frac{432}{4} \sim 108\ bucati$$

Conexiunea electrică aferentă ariei de PV va fi realizată "serie-paralel" astfel încât tensiunea electrică la bornele fiecărui invertor să nu depășească valoarea tensiunii în curent continuu [DC] de 1000 V, conform specificațiilor tehnice prezentate mai sus.

Orientarea PV-urilor și restul elementelor tehnice vizând arhitectura sistemului de invertoare și restul subansamblelor vor fi identice cu cele prezentate în cadrul Scenariului tehnico-economic 1.

vom avea in total 2 bucăți invertoare de cate 90 kW fiecare.

Ieșirea fiecărui "T.E. Invertor" va fi cuplat la un dispozitiv de protecție magnetotermic, dimensionat corespunzător care se va conecta la bara de distribuție electrica existenta din Tabloul Electric General al CEF UAT Rupea [T.E.G.].

In total, vor fi 2 circuite electrice care vor realiza legătura dintre cele 2 bucăți T.E.–Invertor si T.E.G. Conectarea electrica se va realiza in mod galvanic, rigid, pe bara de distribuție a TEG-ului. Prin reductoarele de curent dimensionate corespunzător la nivelul fiderilor electrici de la ieșirea din T.E.G. se vor analiza parametrii electrici cu echipamentul ENERGY–METER, informând in timp real, prin rețeaua wireless / modebus / TCP-IP, echipamentul DATA MANAGER.

Acesta din urma va fi conectat prin rețeaua proprie wireless / modebus / TCP-IP cu cele 2 invertoare si WLAN-ul propriu al invertoarelor.

Prin WLAN propriu fabricantului invertoarelor se vor transmite informații de stare către utilizatorii sistemului, pe terminale de tip tableta, calculator PC / Laptop.

In cazul in care puterea electrica debitata de către sistemul energetic solar va depăși ca valoarea puterii electrice absorbite, se va emite un semnal de comanda către respectivele invertoare pentru limitare a puterii electrice debitate astfel încât in fiecare moment valoarea acestuia sa nu depășească valoarea puterii electrice absorbite.

Prin intermediul sistemului "Acces Point", care poate fi un router, se va conecta centrala electrica fotovoltaica la sistemului PLC deja existent propriu al fabricii, in vederea adăugării informațiilor specifice in ansamblu tuturor informațiilor deja existente procesate si afișate de către sistemul PLC.

3.3. Costurile estimative ale proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune:

– costurile CapEx estimate pentru realizarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, cu luarea în considerare a costurilor unor proiecte similare ori a unor standarde de cost pentru proiecte similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune;

– costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.

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

Nr crt	Descriere servicii/echipamente	UM	cant	Valoare						
				PRET FARA TVA	Pu(EUR)	PRET FARA TVA	Ptot(EUR)	TVA(RON)	PRET CU TVA	
				Pu(RON)	Pu(EUR)	Ptot(RON)	Ptot(EUR)	TVA(RON)	PRET CU TVA (RON)	PRET CU TVA (EUR)
1	2	3	4		4.9754	5	6	7	8	9
4.1	Constructii si instalatii									
1	POST TRAFOP ABONAT ECHIPAT- 1000KVA, 20/0,4KV (1 CEL DG_1 CEL. TRAFOP), CABLURI, CAPETE TERMINALE, ETC.	ans	1	31345.02	6300	31345.02	6300	5955.5538	37300.574	7497
2	Panouri fotovoltaice 650W	buc	210	239.99837	48.237	50399.65766	10129.77	9575.934955	59975.593	12054.426
3	Ansamblu sistem de sustinere panouri	ans	137	149.99338	14758.8	20549.09358	4130.139	3904.32778	24453.421	4914.8654
4	Invertor 60 KW	buc	2	4499.9956	5900	8999.991109	1808.898	1709.998311	10709.989	2152.5886
5	Contoare smart	buc	1	300.00169	1200	300.0016938	60.297	57.00032182	357.00202	71.75343
6	SISTEM STOCARE INTEGRAT, TIP RACK-94.6KWh	ans	0	0	0	0	0	0	0	0
7	Echipamente electrice de conexiune			0	0	0	0	0	0	0
	Tablouri electrice DC/AC	ans	1	5099.9989	6000	5099.998942	1025.043	968.999799	6068.9987	1219.8012
	Accesorii	ans	1	239.99837	600	239.9983698	48.237	45.59969026	285.59806	57.40203
	Cabluri	ans	1	2520.0053	506.493	2520.005272	506.493	478.8010017	2998.8063	602.72667
	TOTAL CAP. IV.1					119453.7666	23890.7533	22696.21566	142149.98	28570.564
4.2	Montaj/Manopera utilaje tehnologice									
4.2.1	POST TRAFOP ABONAT ECHIPAT- 630 KVA, 20/0,4KV (1 CEL TG, 1 CEL. TRAFOP serator si intrerupetor, 1 celula masura tensiune, 1 celulele cde servicii interene, stalp intermediar), CABLURI, CAPETE TERMINALE, ETC., distanța de LEA MT 50 m.	ans	1	10448.34	2100	10448.34	2100	1985.1846	12433.525	2486.7049
4.2.2	Panouri fotovoltaice 650W	buc	210	79.999457	16.079	16799.88589	3376.59	3191.978318	19991.864	3998.3728
4.2.3	Ansamblu sistem de sustinere panouri	ans	137	49.997795	10.049	6849.69786	1376.713	1301.442593	8151.1405	1630.2281
4.2.4	Invertor 60 KW	buc	2	1499.9985	301.483	2999.997036	602.966	569.9994369	3569.9965	713.99929
4.2.5	Contoare smart	buc	1	100.00056	20.099	100.0005646	20.099	19.00010727	119.00067	23.800134
4.2.6	SISTEM STOCARE INTEGRAT, TIP RACK-94.6KWh	ans	0	0	0	0	0	0	0	0
4.2.7	Echipamente electrice de conexiune			0	0	0	0	0	0	0
4.2.8	Tablouri electrice DC/AC	ans	1	1699.9996	341.681	1699.999647	341.681	322.999933	2022.9996	404.59992

4.2.9	Accesorii	ans	1	79.999457	16.079	79.9994566	16.079	15.19989675	95.199353	19.039871
4.2.10	Cabluri	ans	1	840.00176	168.831	840.0017574	168.831	159.6003339	999.60209	199.92042
	TOTAL CAP. IV.2			14798.337	2974.301	39817.92221	8002.959	7565.40522	47383.327	9476.6655
4.3	Utilaje auxiliare si echipamente aferente proiectului									
4.3.1	POST TRAFU ABONAT ECHIPAT- 630 KVA, 20/0,4KV (1 CEL TG, 1 CEL. TRAFU serator si intrerupetor, 1 celula masura tensiune, 1 celulele cde servicii interene, stalp intermediar), CABLURI, CAPETE TERMINALE, ETC., distanta de LEA MT 500 m.	ans	1	104483.4	21000	104483.4	21000	19851.846	124335.25	24990
4.3.2	Panouri fotovoltaice 650W	buc	210	799.99457	160.79	167998.8589	33765.9	31919.78318	199918.64	40181.421
4.3.3	Ansamblu sistem de sustinere panouri	ans	137	499.97795	100.49	68496.9786	13767.13	13014.42593	81511.405	16382.885
4.3.4	Invertor 60 KW	buc	2	14999.985	3014.83	29999.97036	6029.66	5699.994369	35699.965	7175.2954
4.3.5	Contoare smart	buc	1	1000.0056	200.99	1000.005646	200.99	190.0010727	1190.0067	239.1781
4.3.6	SISTEM STOCARE INTEGRAT, TIP RACK-94.6KWh	ans	0	0	0	0	0	0	0	0
4.3.7	Echipoamente electrice de conexiune			0		0	0	0	0	0
4.3.8	Tablouri electrice DC/AC	ans	1	16999.996	3416.81	16999.99647	3416.81	3229.99933	20229.996	4066.0039
4.3.9	Accesorii	ans	1	799.99457	160.79	799.994566	160.79	151.9989675	951.99353	191.3401
4.3.10	Cabluri	ans	1	8400.0176	1688.31	8400.017574	1688.31	1596.003339	9996.0209	2009.0889
	TOTAL CAP. IV.3	0			0	398179.2221	80029.59	75654.0522	473833.27	95235.212
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice care nu necesita montaj si echipamente de transport									
4.5	Dotari	ans	1	1250	600	1250	250	237.5	1487.5	297.5
4.6	Active necorporale									
	TOTAL CAP.IV					558700.9109	111740.182	106153.1731	664854.08	133628.27

În anexa 4 se regăsește Devizul General de cheltuieli privind realizarea obiectivului de investiții pentru fiecare dintre cele două scenarii tehnico-economice analizate.

Deviz General STE 1 (Scenariu Tehnico-Economic 1), Anexa 4 a;

Deviz General STE 2 (Scenariu Tehnico-Economic 2), Anexa 4 b.

Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune.

În cazul ambelor scenarii tehnico-economice, durata de viață / de amortizare a centralei fotovoltaice este de 20 ani. Analiza financiară și economică din cadrul acestui Studiu ia în considerare cash-flow-urile aferente perioadei de implementare / realizare a investiției (12 luni) și celor 20 de ani de operare a investiției.

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

Conform Certificatului de Urbanism 36/18188 din 13.11.2023 atașat ca Anexă la SF (Anexa 5), pentru realizarea investiției este nevoie să fie efectuate următoarele studii: studiu topografic, studiu geotehnic. Aceste studii sunt anexate la prezentul studiu de fezabilitate (Anexa 1 și Anexa 3).

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

Grafic
Gantt

Luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Scenariu 1														
Scenariu2														

- Luan 1-14 Management de proiect
- Luna 1 Pregatire procedura de achizitie
- Luna 2-5 Achizitie echipamente
- Luna 5-8 Montare centrala solara
- Luna 8-14 Probe verificari si dare in funcțiune
- Luna 5-14 Activitate diriginte de santier

4. Analiza fiecărui scenariu tehnico-economic propus

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

Analiza necesității promovării acestei investiții s-a realizat ținând cont de următoarele aspecte:

Creșterea prețului energiei electrice necesare derulării procesului de producție;

Legislație favorabilă pentru dezvoltarea activității de producător de energie electrică din SRE (energie fotovoltaică)

Contribuția la 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

Posibilitatea redresării cifrei de afaceri prin comercializarea surplusului de energie electrică produsă.

În vederea atingerii obiectivului general al proiectului a fost realizată o analiză minuțioasă a alternativelor optime legate de realizarea infrastructurii, astfel încât evaluarea acestora să conducă la alegerea unei alternative durabile (alternativă fezabilă din punct de vedere tehnic și economic).

În acest sens, analiza și selecția alternativelor s-a realizat ținându-se cont de aspecte precum cost-eficiență, flexibilitate, oportunitate și probabilitate de atingere a obiectivului.

Au fost luate în considerare următoarele variante de acțiune pentru realizarea obiectivului "Construire centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă în oraș Rupea, județul Brașov".

4.1.1. Scenariul tehnico-economic (STE1): CEFND cu panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 650 Wp (scenariul de referință).

4.1.2. Scenariul tehnico-economic 2 (STE 2): CEFND cu panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 300 Wp.

Investiția în scenariul de referință (Soluția 1) este estimat să fie implementată într-o perioadă de 14 luni. Orizontul de timp ales pentru realizarea analizei financiare și a celei economice este de 20 de ani, inclusiv perioada de implementare a investiției (8 luni), conform recomandărilor din Documentul de lucru nr. 4 - „Orientări privind Metodologia de Realizare a Analizei Cost - Beneficiu”, elaborat de Comisia Europeană.

4.1.3. Comparație între scenariile tehnico-economice STE1 și STE2

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură- STE 1	Unitate de măsură- STE 2
Indicatorul I.1 - realizare	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,137 MW	0,130 MW

Indicatorul I.2 - rezultat	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	282,09 Echivalent tone de CO ₂ /an	269,66 Echivalent tone de CO ₂ /an
Indicatorul I.3 - rezultat	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	175,955 MWh/an	168,204 MWh/an
Indicatorul I.4 - rezultat	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	3519,1 MWh	3364,08 MWh
Indicatorul I.5 - rezultat	Factorul de capacitate al centralei electrice	14,66%	14,77%
I – C ≤ 0		-14928	-22679

Se îndeplinește condiția I-C, pentru cele două scenarii, așa cum se observă din tabelul de mai sus.

Indicatorii I1 și I3 au fost determinați cu soft specializat PV Syst, raportul pentru STE 1 este prezentat în Anexa 6 iar raportul pentru STE 2 este prezentat în Anexa 7. Indicatorul I2 a fost determinat conform solicitării Ghidului FM-program cheie 1.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune

Dintre riscurile identificate la nivelul județului Brașov s-au selectat cele cu potențial efect asupra investiției următoarele:

- Furtuni și viscol;
- Inundații;
- Căderi masive de zăpadă;
- Tornade;
- Alunecări de teren;
- Cutremure de pământ;
- Accidente, avarii, explozii și incendii în industrie, inclusiv prăbușiri de teren cauzate de exploatarea miniere sau alte activități tehnologice;
- Accidente, avarii, explozii, incendii sau alte evenimente în activitățile nucleare sau radiologice;
- Esecul utilitatilor publice
- Muniție neexplodată sau nedeactivată rămasă din timpul conflictelor militare;
- Incendii.

Furtuni si viscol

Furtunile se produc în special în sezonul cald, între lunile aprilie și octombrie. Acestea constituie unul din fenomenele meteorologice care încep să se manifeste din ce în ce mai des pe teritoriul județului din cauza schimbărilor climatice din ultimii ani. Principalele efecte ale acestor fenomene pot fi:

- Întreruperea alimentării cu energie electrică a localităților;
- Avarierea locuințelor, gospodăriilor și obiectivelor economico-sociale
- Furtunile - vânturile puternice și/sau precipitațiile masive, viscoalele și căderile de grindină pot afecta periodic întreg teritoriul județului Brașov. Aceste fenomene se manifestă cu preponderență în zonele de sud (furtuna, grindina, vijelie, viscol) iar în zona de nord se manifestă precipitațiile abundente sub formă de zăpadă, descărcări electrice puternice și înghețul.

Totuși sunt posibile și apariții atipice cu inversări de manifestare zonală a acestor fenomene extreme. Predictibilitatea producerii unor astfel de fenomene meteo extreme este stabilită funcție de prognozele meteorologice pe termen lung, mediu și scurt.

Fenomenul de viscol se manifestă în zonele de câmpie și în zona de munte, în momentul căderii unor cantități mari de zăpadă în timp foarte scurt, acestea ducând la blocarea căilor de comunicații și izolarea localităților pentru o perioadă de timp. În regiunile de deal și câmpie, intervalul posibil de producere a acestora durează din luna decembrie și până la începutul lunii martie.

Viscolul, devine un fenomen climatic de risc prin valorile ridicate ale vitezei vântului, pe fondul căderilor abundente de zăpadă și prin faptul că se poate produce în extrasezon (foarte timpuriu toamna și foarte târziu primăvara). De asemenea, caracterul de fenomen de risc este bine evidențiat prin consecințele produse: spulberarea zăpezii și dezvelirea culturilor, deșchicarea arborilor, distrugerea acoperișurilor și chiar a zidurilor locuințelor, ruperea cablurilor electrice și întreruperea livrărilor de curent electric, troienirea zăpezii și perturbarea traficului rutier, feroviar și aerian, izolarea localităților și întreruperea aprovizionării populației, pierderi de vieți omenești.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin încheierea politicii de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Inundații

În alcătuirea resurselor de apă ale județului Brașov intră pe de o parte apele subterane – freatice și de adâncime – pe de altă parte, apele de suprafață, reprezentate de rețeaua de râuri care străbate teritoriul județului și de lacurile naturale și artificiale. Întreg teritoriul județului se încadrează în bazinul hidrografic de ordin superior al Oltului care străbate județul pe o distanță de aproximativ 210 km de la confluența cu Râul Negru până la confluența cu râul Ucea. Cei mai importanți afluenți ai Oltului din județ sunt: Timiș, Ghimbășel, Bârsa, Homorodu Mare și Șercaia. Tabloul apelor de suprafață este completat cu lacurile glaciare din Munții Făgărașului (Urlea și Podragu) și cu lacurile artificiale.

Zonele inundabile au fost stabilite până la data actuală pe baza estimărilor debitelor posibil a se crea în urma precipitațiilor abundente în albiile majore ale râurilor mari (cele cadastrate în mod special) precum și a debitelor create în aval de lucrările hidrotehnice majore, ca urmare a avariilor sau accidentelor apărute la acestea.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin încheierea politicii de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Căderi masive de zapadă

Fenomenul de înzăpezire pe teritoriul județului Brașov este prezent datorită depunerilor masive în zonele montane respectiv viscolirilor în zonele deschise de luncă sau podiș.

Fenomenul se manifestă cu preponderență în lunile ianuarie - martie.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin intervenții rapide și susținute cu mijloace manuale și în ultima instanță prin efectele încheierii politicii de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Tornade

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin încheierea politicii de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Alunecări de teren

Fenomenul este definit ca probabilitatea de apariție a unor fenomene geodinamice de restabilire a stării de echilibru a versanților, prin deplasarea lentă sau violentă a maselor de pământ, stare de echilibru pierdută în urma unor fenomene fizice, chimice și mecanice de durată. În județul Brașovalunecările de teren sunt legate de tipurile de relief. Alunecările de teren produse în județul Brașov, nu au impus luarea unor măsuri deosebite și au fost generate de:

- precipitațiile punctuale, abundente;
- structura geologică a terenurilor;
- lipsa lucrărilor specifice de eliminare a excesului de umiditate;
- diminuarea fondului forestier în anumite zone.

Rupea, nu face parte din zonele în care s-au produs alunecări de teren și nu există riscul reactivării acestora.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin încheierea politicii de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Cutremure de pământ

Cele mai frecvente cutremure manifestate în Județul Brașov sunt cele produse în zona seismică Vrancea. Riscul seismic în zona epicentrală Vrancea, arată că în această zonă există aproximativ 90% probabilitate de producere a unei mișcări seismice cu magnitudine maximă așteptată $M_{max}=7,5$ Richter, o dată la 200 ani, (în interpretarea INFP București)

Se mai pot manifesta cutremure produse în microfalia seismică Rupea cu o frecvență mai redusă.

Riscul major îl reprezintă amplificarea undelor seismice în straturile de suprafață prin reflexii și refracții multiple, ducând la creșteri ale accelerației, vitezei deplasării.

Cristia se află amplasat într-o zonă pentru care intensitatea seismică echivalată pe baza parametrilor de calcul privind zonarea seismică (exprimată în grade MSK) este VII. (Lege 575 /2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național - Secțiunea a V-a - Zone de risc natural)â

Riscurile generate de cutremure, pe teritoriul județului se pot datora în principal hazardului natural și particularitățile acestuia, generate de:

- focarele seismice din zona seismogenă;
- terenul construit sau amenajat.
- vulnerabilitatea construcțiilor, instalațiilor și amenajărilor, rezultată prin evaluarea rezistenței mecanice și stabilității structurilor și infrastructurilor, în funcție de reglementările antiseismice aplicabile în perioada de executare.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin încheierea poliței de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Accidente, avarii, explozii și incendii în industrie, inclusiv prăbușiri de teren cauzate de exploatarea miniere sau alte activități tehnologice

În Uat Cristian există industrie care utilizează în procesul producției substanțe periculoase, existând riscul producerii de accidente în care sunt implicate substanțe periculoase, fiind luată în evidențele ISU Brașov cu risc de Accident Chimic și Incendiu în masă.

Nu există semnalări ale producerii unor astfel de incidente însă efectele asupra investiției în cazul producerii lor, vor fi îndepărtate prin încheierea poliței de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

Eșecul utilitatilor publice

Probabilitatea de eșec la utilitățile publice este direct legată de factorii de mediu și de ceilalți factori de risc dar și de starea tehnică a rețelelor.

Pe raza județului s-au produs asemenea evenimente, de mică amploare, la rețelele de apă, electricitate, gaz

Factorii determinați sau favorizanți pentru producerea eșecului utilităților publice sunt:

- starea necorespunzătoare a infrastructurii tehnice a rețelelor;- exploatarea necorespunzătoare a rețelelor;
- eroarea umană și nerespectarea normelor de securitate;
- acțiunea negativă asupra rețelelor a fenomenelor meteorologice periculoase (furtuni, inundații, îngheț, înzăpeziri, temperaturi ridicate), cutremure, alunecări de teren;
- avarii, accidente, explozii la obiective situate în apropierea rețelelor;

Din evidența statistică rezultă că cele mai frecvente cauze ce au generat eșecul utilităților publice au fost:

- starea necorespunzătoare a infrastructurii tehnice a rețelelor,
- acțiunea negativă asupra rețelelor a fenomenelor meteorologice periculoase (furtuni, inundații, îngheț, temperature ridicate), alunecări de teren

Eșecul rețelelor de energie electrică

Eșecul alimentării cu energie electrică reprezintă imposibilitatea asigurării la nivelul consumatorului a tensiunii și frecvenței contractate (400 V sau 230 V și respectiv 50 Hz.).

Cauzele care pot genera un astfel de eșec pot fi:

- afectarea gravă a instalațiilor și sistemelor de producere sau transport al energiei electrice ca urmare a producerii unor dezastre naturale de origine geologică, solară, fenomene meteorologice extreme sau accidente antropice;
- colapsul sistemului de transport ca urmare a supraîncărcării rețelelor;
- deficiențe majore în funcționarea componentelor sistemului energetic (stații de transformare, linii electrice, etc);
- mentenanță deficitară (vegetație în linie, componente cu durată de normare depășită);

Efectele produse de un astfel de eșec, în condițiile unui de lungă durată (peste 48 de ore), se manifestă cu putere în toate domeniile economice.

Efectele asupra investiției în cazul producerii acestor fenomene, vor fi îndepărtate prin efectul clauzelor din contractul de furnizare încheiat cu furnizorul de energie electrică și prin încheierea poliței de Asigurare pentru Parcuri Fotovoltaice.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum, dacă sunt aplicabile în această etapă de elaborare a studiului de fezabilitate și cu condiția să nu constituie responsabilitatea partenerului privat într-o etapă ulterioară a realizării proiectului

– necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz; – soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

În vederea elaborării Analizei energetice, au fost centralizate consumurile conform tabelului de mai jos, consumuri înregistrate la nivelul anului 2020 - 2022.

	DENUMIRE LOC CONSUM	NLC	ZO
1	17148245	5197007	
	IL PUBLIC / PRIMARIE NOU		
	CU: 594020100002799723	0051906029	
	SC: 2819077		STR. CETATII NR. 4
2	17148245	4989992	
	SEDIU PRIMARIE		
	CU: 594020100002333217	0051903535	
	SC: 72789		STR. REPUBLICII NR. 169
	SC: 21102348523		
3	17148245	4989827	
	CANTINA SCOALA		

	CU: 594020100002331435	0051903528	
	SC: 8002302		STR. REPUBLICII NR. 96
	SC: 21102372407		
4	17148245	4989836	
	BIBLIOTECA RUPEA 2		
	CU: 594020100002331527	00519303529	
	SC: 346782		STR. REPUBLICII NR. 108
	SC: 21102375990		
5	17148245	4989835	
	BIBLIOTECA RUPEA		
	CU: 594020100002331510	00519303530	
	SC: 346836		STR. REPUBLICII NR. 108
	SC: 21102375989		
6	17148245	4989838	
	CRESA COPII RUPEA		
	CU: 594020100002331541	0051903531	
	SC: 25717		STR. REPUBLICII NR. 108
7	17148245	4990036	
	IP FISER		
	CU: 594020100002333712	0051903524	
	SC: 2796414		
8	17148245	4989887	
	REMIZA POMPIERI		
	CU: 594020100002332074	0051903532	
	SC: 8000863		STR. REPUBLICII NR. 118
9	17148245	4989893	
	LOCUINTA MEDICI		
	CU: 594020100002332142	0051903533	
	SC:		STR. REPUBLICII NR. 134
	SC: 21102336668		
10	17148245	4990045	
	LOCUINTA SOCIALA		
	CU: 594020100002333828	0051903534	
	SC: 183209		231 RUPEA
11	17148245	4990011	
	SPITALUL DE INTERNE		
	CU: 594020100002333446	0051903536	
	SC: 20093		STR. REPUBLICII NR. 325
	SC: 21102371601		
12	17148245	4989994	
	PUNCT DE LUCRU RUPEA - BIROU PENSI		
	CU: 594020100002333231	0051903537	
	SC: 788118		STR. REPUBLICII NR. 171
	SC: 21102357413		

13	17148245	4990087	
	BIROU INFORMATIZARE		
	CU: 594020100002334368	0051903538	
			STR. REPUBLICII NR. 153
	SC: 21102348385		
14	17148245	4990335	
	BANC POST SA / JANDARMERIA		
	CU: 594020100002337031	0051903539	
	SC: 27938		STR. REPUBLICII NR. 92
	SC: 21102372408		
15	17148245	5070031	
	UNITATE CONSULTANTA	8368611	
	CU: 594020100002416408	0051903540	
	SC: 1514256		STR. REPUBLICII NR. 122
	SC: 21102350351		
16	17148245	4989819	
	STATIUNEA DE MONTA		
	CU: 594020100002331343	0051903542	
	SC: 70899		STR. TARGULUI NR. 109
	SC: 21102375985		
17	17148245	4235746	
	LOCUINTA SOCIALA		
	CU: 594020100002101809	0051903543	
	SC: 1615630 / SC: 21102336209		STR. REPUBLICII NR. 229
18	17148245	4989874	
	TOALETA PUBLICA / PRESTARI SERVICII		
	CU: 594020100002331947	0051903544	
	SC: 547554		STR. 1 DECEMBRIE NR.148
	SC: 21102377460		
19	17148245	4990018	
	ILUMINAT PEPINIERA		
	CU: 594020100002333514	0051903545	
	SC: 2764294		EXTRAVILAN FN3
20	17148245	4990024	
	CLUBUL / CAMIN CULTURAL (GARA RUPEA)		
	CU: 594020100002333583	0051903546	
	SC: 8002371		STR. MUNCII NR. 27
21	17148245	4990625	
	POPICARIE / SEDIU PRIMARIE		
	CU: 594020100002340352	0051903547	
	SC: 8001029		STR. 1 DECEMBRIE NR. 1
	SC: 21102370994		
22	17148245	5149919	
	TARGUL DE ANIMALE		

	CU: 594020100002640360	0051903548	
	SC: 1462363		STR. TARGULUI NR. 1
23	17148245	5183666	
	CAPELA ECUMENICA		
	CU: 594020100002735806	0051903549	
	SC: 44194866		STR. REPUBLICII NR. 96
24	17148245	4989889	
	CASA DE CULTURA		
	CU: 594020100002332098	0051903550	
	SC: 8000730		STR. REPUBLICII NR. 126
	SC: 21102370190		
25	17148245	4064232	
	CETATEA RUPEA	80	
	CU: 594020100002672446	0051903517	
	SC: 2765786		STR. CETATII NR. 1
26	17148245	4989903	
	MAG DE CANTARE / CASA PIETII / ADITIE 1		
	CU: 594020100002332241	0051906030	
	SC: 433566		STR. REPUBLICII NR. 169
	SC: 21102377462		
27	17148245	5156216	27
	SEDIU PRIMARIE		
	CU: 594020100002650161	0051903541	
	SC: 1462949		STR. REPUBLICII NR. 169
	SC: 21102371543		
1	17148245	4990516	
	1PT / PT.1		1
	CU: 594020100002339103	0051903526	2
	SC: 4068847		STR. REPUBLICII 1PT
	SC: 21102379864		
2	17148245	4990016	
	PT2 / PT.2	30	1
	CU: 594020100002333491	0051903522	2
	SC: 5372369		STR. REPUBLICII NR. 2PT
3	17148245	4990017	
	PT4 / PT.4	15	1
	CU: 594020100002333507	0051903518	2
	SC: 2673780		STR. REPUBLICII NR. 4PT
	13371		
4	17148245	4990497	
	PT4 / PT.4		
	CU: 594020100002338885	0051903520	
	SC: 8015898		STR. REPUBLICII NR. 4PT
	SC: 21102376144		

5	17148245	4990064	
	PT11 / PT.11		
	CU: 594020100002334108	0051903519	
	SC: 2673709		
6	17148245	4990495	
	PT5 / PT.5		
	CU: 594020100002338861	0051903525	
	SC: 2678098		
7	17148245	4990015	
	PT10 / PT.10		1
	CU: 594020100002333484	0051903521	2
	SC: 58202	STR. SERGENT BOERIU NICOLAE NR. 10PT	
8	17148245	4990523	
	PT HILL		1
	CU: 594020100002339202	0051903527	2
	SC: 19398	STR. REPUBLICII NR. 9AB	
	SC: 21102373106		
9	17148245	4990021	
	IP GARA RUPEA / Garii / PT1 (GARA RUPEA)		1
	CU: 594020100002333552	0051903523	2
	SC: 56983	STR. REPUBLICII NR. 1	
	161975		

În anexa 8 - Consumuri energetice, este prezentată analiza de consum ce a ținut cont de facturi emise în perioada 2020 – 2021.

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

În cazul ambelor soluțiilor tehnice-economice analizate, pe perioada instalării și punerii în funcțiune a centralei fotovoltaice, se va utiliza energia electrică de la rețeaua electrică pe baza de organizare de șantier. Nu sunt necesare lucrări de relocare sau protejare a sistemelor de utilități deoarece procesul de implementare nu induce cerințe ca servicii suport a diferitelor utilități (apa, canal, gaze, energie electrică decât parțial din resurse proprii).

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

În cazul ambelor scenarii tehnico-economice analizate, soluțiile pentru asigurarea utilitatilor necesare sunt urmatoarele:

- alimentarea cu energie electrică se va realiza prin racordarea la rețeaua de energie electrică a CEFND;
- racordarea la rețeaua de telecomunicații private, pentru funcționarea sistemului de comunicație WAM;
- alimentarea cu apă, nu este cazul, centrala fotovoltaică nu utilizează această utilitate;
- canalizare, nu este cazul, centrala fotovoltaică nu are în componența subansamble de acest tip.

În urma analizei efectuate a reieșit că se poate face un parc de 152 kW, având în vedere că primăria orașului Rupea are proiecte în desfășurare pentru aproximativ 15 kW astfel a rezultat că pentru producerea de energie sunt necesari 137 kW.

4.4. Sustenabilitatea realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

- a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;
- b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;
- c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;
- d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

a. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Gradul de civilizație a unei societăți se măsoară în mod determinant și prin sistemul de protecție socială existent în societatea respectivă, prin măsura în care mecanismele de redistribuire a veniturilor și sistemul serviciilor sociale, reușesc să asigure un nivel de trai acceptabil și șanse egale de participare la viața socială pentru toți cetățenii.

Dezvoltarea serviciilor sociale pentru persoane și grupuri în dificultate va crea oportunități mai bune pentru incluziunea socială a persoanelor în situații de risc, asigurând respectarea drepturilor fundamentale ale acestora. Combinând măsurile de prevenire, compensare și reabilitare, precum și soluționând cazurile la nivel comunitar înainte ca ele să se agraveze (soluționarea lor să devină mai costisitoare), sistemul va deveni mai eficient din punct de vedere al costurilor, va acoperi pe toți cei care au nevoie de sprijin social și va avea un impact pozitiv asupra calității vieții acestora.

Investitia în cauza are un impact social.

- beneficii rezultate prin reducerea nivelului de emisii deținute de UAT Rupea, ca urmare a faptului că o parte din energia electrică folosită va fi produsă din surse regenerabile (nepoluante);
- beneficii rezultate prin înființarea și mentinerea locurilor de muncă în industria de profil a sistemelor solare, ce implică PV-uri, Invertoare, conductoare solare, sisteme de comunicații specifice, etc;
- alte venituri indirecte obținute în urma implementării proiectului, reflectate în principal prin scăderea costurilor privind energia electrică folosită.

Din punct de vedere cultural, investiția nu va prezenta un impact în niciuna dintre scenariile tehnico-economice analizate;

Dreptul la egalitate de șanse este un drept fundamental în cadrul Uniunii Europene, fiind conceput conform căruia toate ființele umane sunt libere să-și dezvolte capacitățile personale și să aleagă, fără limitări impuse de roluri stricte.

Conceptul are la bază asigurarea participării depline a fiecărei persoane la viața economică și socială, fără deosebire de origine etnică, sex, religie, vârstă, dizabilități sau orientare sexuală.

Principiul egalității de șanse, nediscriminare, egalitate de gen va sta la baza realizării proiectului de investiții și va include minim următoarele măsuri:

- distribuirea sarcinilor, în cadrul echipelor de proiect a beneficiarului / proiectantului / executantului se vor baza pe criteriul competenței și va valorifica experiența fiecărui membru în afara oricăror prejudecăți de vârstă, sex, orientare religioasă sau de statut; - atribuirea contractelor de lucrări și servicii va fi realizată în conformitate cu prevederile legale aplicabile beneficiarilor publici, cu respectarea principiilor transparenței, economicității, principiul eficienței, principiul eficacității și a principiului egalității de șanse, atât în cadrul atribuirii, cât și derulării contractelor;
- vor fi create premisele necesare creării de locuri de munca temporare pe durata execuției lucrărilor, fără restricții legate de vârstă, sex, orientare religioasă sau de statut social;
- vor fi adoptate soluții pentru accesul neîngrădit al persoanelor cu dizabilități ce au ca scop creșterea gradului de incluziune socială a acestora și respectarea principiului egalității de șanse;
- managementul implementării proiectului va fi realizat cu respectarea principiului "leadership împărțit", responsabilitățile membrilor echipelor de proiect a beneficiarului / proiectantului / executantului fiind distribuite conform experienței și capacităților individuale în raport cu activitățile specifice.

b. estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune: în faza de realizare, în faza de operare

În faza de execuție nu vor fi create noi locuri de muncă, având în vedere faptul că se vor folosi servicii subcontractate și se vor folosi resursele umane existente ale contractorilor. Astfel, proiectul va contribui la menținerea locurilor de muncă deja existente. Societatea care va executa lucrarea poate oferi locuri de muncă pe perioada de execuție a lucrărilor. În faza de operare toate locurile de muncă vor fi ocupate de către personal cu pregătire profesională corespunzătoare, având diverse calificări și competențe, responsabilități și atribuții specifice domeniului de activitate în care activează.

În cazul ambelor Operator Tehnico economic (OTE), proiectul va fi implementat, la nivel de proiectare, montaj, testare și punere în funcțiune, de un antreprenor general selectat de UAT Cristian în urma unei proceduri competitive organizată conform prevederilor legale. Se estimează că un număr de minimum 4 persoane din partea antreprenorului general vor fi implicate în realizarea proiectului. Separat, UAT Cristian va constitui o Unitate de Implementare a Proiectului (UIP), formată din 2 persoane. Aceștia vor avea ca atribuții, printre altele monitorizarea realizării investiției de către antreprenorul general. În concluzie, în total, pe parcursul realizării investiției, vor fi asigurate, în cazul ambelor OTE, locuri de muncă pentru minimum 2 persoane.

În cazul ambelor scenarii tehnico-economice, perioada de operare va fi de 25 ani. De asemenea, în cazul ambelor scenarii, vor fi folosite panouri fotovoltaice cu o durată de viață de 25 de ani și invertoare cu durată de viață de 20 de ani. Având în vedere aceste elemente, se poate estima că, pentru o perioadă de 25 de ani de operare, personalul din cadrul UAT Cristian care se va ocupa de supravegherea operării centralei fotovoltaice și de raportare va avea locul de muncă asigurat. Conform

strategiei de exploatare a investiției întocmite de beneficiar, 1 persoană angajată a UAT Cristian va avea ca atribuții supravegherea operării centralei fotovoltaice și raportarea.

c. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra Biodiversității și a siturilor protejate, după caz

Impactul asupra mediului constă în analiza complexă a influenței noii investiții asupra:

- protecției calității aerului;
- protecției solului/subsolului;
- protecției calității apelor;
- protecției împotriva zgomotului și a vibrațiilor;
- protecției împotriva radiațiilor;
- protecției ecosistemelor terestre și acvatice;
- protecției așezărilor umane;
- gospodărirea deșeurilor;
- gospodărirea substanțelor toxice și periculoase;
- impactului vizual.

Nu sunt identificate surse de poluare care ar putea influența mediului înconjurător la punerea în funcțiune a investiției.

Impactul lucrărilor asupra factorilor de mediu:

Pentru protecția aerului

Poluanții caracteristici rezultați în faza de execuție a lucrărilor de construcție sunt:

- particule de suspensie (praf) rezultate în fazele de: excavare, încărcare, transport și descărcare sol vegetal și agregate din substratul mineral - pământ (argilă), taluzare terase, etc.
- poluanți specifici din gazele de eșapament (particule, oxizi de azot, monoxid de carbon, dioxid de sulf, compuși organici volatili) rezultați de la utilajele și mijloacele de transport, care sunt folosite în timpul lucrărilor de execuție a obiectivului.

Se va executa periodic verificarea tehnică a utilajelor folosite pentru construcție și transportul materialelor în vederea încadrării concentrațiilor poluanților emiși în aerul atmosferic în prevederile cărții tehnice a utilajului.

Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor

Utilajele folosite în perioada de construcție vor corespunde normelor de zgomot în vigoare. Activitățile desfășurate pe amplasament la terminarea construcțiilor nu vor produce poluare fonică sau vibrații.

Utilajele folosite după perioada de construcție necesare desfășurării activităților de cercetare nu vor produce poluare fonică sau vibrații.

Nu se prognozează creșterea nivelului de zgomot și vibrații în zonă.

Protecția împotriva radiațiilor

Nu este cazul.

Protecția solului și subsolului

Soluțiile de protecție a solului și subsolului, în timpul execuției lucrărilor și la finalizarea acestora urmăresc, în principal reducerea suprafețelor de teren degradate prin activitatea desfășurată în șantier.

Se are în vedere, în primul rând, reducerea la minim a posibilității afectării de noi terenuri. Acestea implică:

- economisirea rezervelor, prin dimensionarea lucrărilor strict la nivelul asigurării planului de execuție a proiectului;
- dirijiarea și concentrarea activității numai în zona destinată acestui scop;
- construcții minime de noi drumuri, deci realizarea numai a căilor de acces propuse prin proiect.

Se va face:

- monitorizarea continuă a stării terenurilor și a fenomenelor fizico-geologice de tipul alunecărilor de teren, torenți. ș.a.m.d.
- evitarea extinderii terenurilor degradate din aceste cauze, fapt care s-ar putea datora modalităților de executare a construcțiilor;
- realizarea și întreținerea în stare de funcționare a sistemului de colectare a apelor din perimetru, iar în cazul apariției acestor fenomene (alunecări de teren, torenți, ș.a.m.d.), acționarea prin metode specifice pentru eliminarea sau controlul lor.

Racordul tuturor surselor posibile, gen apa menajera si canal, la elemente de colectare a acestora .

Toate rețelele utilitatilor (apa- canal, gaze naturale, energie electrica) vor fi prevazute cu toate straturile de izolatie necesare protejarii solului conform normelor in vigoare.

Sursele posibile de poluare sunt: deseurile menajere si apele menajere.

S-au luat următoarele masuri:

- deseurile menajere sunt colectate in containere speciale amplasate în spațiul de depozitare temporară a deșeurilor și se transporta cu mijloacele auto ale societatii de salubritate;
- apele menajere sunt evacuate la canalizare.

Protectia ecosistemelor terestre si acvatice

Prin proiectul propus nu vor fi aspecte de mediu ce vor fi semnificativ afectate, in special populatia, fauna, flora, solul, apa, aerul, factori climatici, peisajul si interrelatiile dintre acestia. Pe amplasamentul propus a se realiza investitia nu există specii de plante sau animale protejate.

Peisajul din această zonă va fi temporar afectat până la finalizarea lucrărilor. După finalizarea lucrărilor aspectul va fi vizibil îmbunătățit și pus în valoare prin obiectivele propuse prin prezentul proiect.

Protectia asezarilor umane si a altor obiective de interes public

Prin realizarea investiției propuse nu se va produce impact negativ asupra așezărilor umane din zonă. Ca urmare a respectării normativelor de amplasare și compartimentare nu vor fi afectate asezarile umane si alte obiective de interes public.

Noile echipamente prin amplasarea lor, nu aduc prejudicii mediului deja construit și aflat în echilibru datorită funcțiunilor care nu periclitează sănătatea oamenilor și mediul normal.

Gospodărirea deșeurilor

Deșeurile rezultate în timpul executării lucrărilor de execuție (construcții-montaj) vor fi depozitate într-un spațiu special amenajat, stabilit de comun acord cu titularul investiției, și vor fi evacuate pe baza unui contract cu o firmă specializată. Deșeurile menajere se vor colecta și stoca temporar în recipiente închise, pe platforme special amenajate, de unde vor fi preluate ulterior de firma de salubritate locală cu care se va încheia contractul de prestări servicii.

Executantul va păstra permanent curățenia în șantier și va degaja zonele de lucru de resturile de materiale și de utilajele care nu mai sunt necesare execuției.

Se va evita poluarea solului prin scurgeri de carburant de la utilajele și mijloacele auto folosite, iar autovehiculele folosite vor fi obligatoriu curățate la părăsirea șantierului.

Gospodărirea substanțelor toxice și periculoase

Nu este cazul.

d. impactul proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Având în vedere faptul că lucrările prevăzute în prezentul Studiu de Fezabilitate nu sunt lucrări majore, care să afecteze suprafețe mari de teren în contextul natural, iar după terminarea lucrărilor se va reface amplasamentul la starea inițială, obiectivul de investiție nu va avea impact negativ asupra contextului natural și antropic în care va fi amplasat.

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Proiectul de investiții descris la capitolele anterioare reprezintă o soluție viabilă pentru îmbunătățirea calității serviciilor și obținerea unui preț decent a acestor servicii.

Rezultate așteptate prin realizarea proiectului de investiții:

- modernizarea sistemului energetic
- energie electrică, iluminat, canalizare;
- se vor îmbunătăți performanțele energetice ale Comunei Cernica
- creșterea calității serviciilor de eficiență energetică în regiune
- creșterea calității vieții utilizatorilor prin autocosumul de energie verde

Analiza cost-beneficiu (ACB) are drept scop estimarea impactului socio-economic al proiectului de investiție propus, prin identificarea și cuantificarea monetară a efectelor investiției (financiare și non-financiare). În cadrul acestui subcapitol se prezintă elementele necesare în realizarea analizei cost-beneficiu. Tot aici se va ține cont de două diferențe notabile ce pot să apară între analiza de tip evaluarea proiectului din sfera sectorului public și planul de afaceri din sfera sectorului privat, și anume

criteriul decizional: aici sectorul privat finanțează numai proiectele cu rentabilitatea financiară estimată mai mare decât costul capitalului, în timp ce autoritatea publică (inclusiv cea comunitară), finanțează cu precădere proiecte cu rentabilitatea financiară estimată mai mică decât costul capitalului; respectiv cuantificarea impactului non-financiar: autoritatea publică ia decizia de a susține financiar un proiect nu exclusiv pe baza rentabilității pur financiare, ci pe baza rentabilității economice (proiectul trebuie să aibă un impact net pozitiv la nivelul societății, inclusiv aspectele non-financiare).

Aceste diferențe ale abordării autorității publice în raport cu finanțarea proiectelor țin de rolul statului în economie. Statul, în forma sa modernă, există pentru a spori bunăstarea individuală și colectivă a cetățenilor săi.

În speță, statul trebuie să furnizeze acele servicii sau bunuri care în lipsa lor nu ar exista. Pentru furnizarea acestor servicii sau bunuri, statul intervine în economie prin reglementări la nivel național, prin impozitare și subvenționare.

Acordarea subvențiilor către autorități publice locale are la bază o analiză cost – beneficiu.

Analiza cost – beneficiu presupune:

- Identificarea și evaluarea costurilor și veniturilor corespunzătoare proiectului de implementare a sistemelor de producere a energiei electrice cu panouri fotovoltaice;
- Compararea consumurilor existente cu cele realizate după aplicarea soluțiilor de echipare.

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată; sustenabilitatea financiară la nivelul de model financiar indicativ

Scopul analizei financiare este de a calcula performanța și sustenabilitatea financiară a investiției propuse pe parcursul perioadei de referință, cu scopul de a stabili cea mai potrivită structură de finanțare a acesteia. Această analiză se referă la susținerea financiară și sustenabilitatea pe termen lung, indicatorii de performanță financiară.

Rata anuală de actualizare nominală care va fi aplicată este de 5,5%/an și iar rata financiară de actualizare aplicată în termeni reali este de 5%/an, așa cum este recomandat de UE și adoptat de autoritățile române. TVA-ul nu este inclus în proiecțiile fluxului de numerar. TVA-ul reprezintă un transfer și nu face parte din analiza economică. Pentru conformitate, rata TVA-ului este de 19%.

Evaluarea unui proiect energetic se efectuează în conformitate cu standardele acceptate pe plan internațional, indicatorii activității financiare estimându-se pornind de la fluxul financiar prognozat.

Pentru o investiție nouă, fluxurile financiare trebuie să se refere atât la perioada de realizare a acesteia, cât și la o parte semnificativă din durata de viață a instalațiilor. Analiza financiară a proiectului de investiții curent se va realiza pe o durată de 10/20 ani de funcționare a obiectivului.

Pentru prognoza fluxurilor financiare s-a pornit de la mai multe ipoteze care pot fi luate în calcul, pentru acest proiect. Astfel:

- Momentul (anul) de referință pentru actualizare este momentul (anul) în care se realizează investiția. Fluxurile de numerar actualizate vor fi calculate în raport cu acesta.
- Veniturile anuale produse de proiect provin din economiile ce apar ca diferență între costurile cu energie electrica si apa/canal provenită din sursele actuale și costurile cu energia electrica provenită din sursa noua;

Pentru analiza economică, studiul ia în calcul cheltuielile anuale, precum și cheltuielile de investiții (conform devizului general).

Proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar atunci când funcționarea lui nu implică riscul de a rămâne fără bani în viitor.

Problema esențială este calendarul încasărilor de numerar și al plăților, adică modul în care, pe durata de analiza a proiectului, sursele de finanțare (inclusiv veniturile și orice fel de transferuri de numerar) vor corespunde în mod constant cu plățile anuale.

Fluxul de numerar cumulat reprezintă suma cumulativă, de la an la an, a fluxurilor financiare nete neactualizate generate de proiect.

În funcție de valorile acestui indicator se vor putea lua următoarele decizii:

- proiectarea unui flux de numerar cumulat pozitiv pe fiecare an al perioadei analizate demonstrează că proiectul nu întâmpină riscul unui deficit de numerar (lichidități) care să pună în pericol realizarea sau operarea investiției;
- valoarea informativă suplimentară a acestui indicator este redusă, dată fiind cumularea unor fluxuri de numerar cu valori diferite în timp.

Sustenabilitatea apare în cazul în care fluxul de numerar net al încasărilor și plăților generate efectuate în numerar este pozitiv pentru toți anii luați în considerare.

Situația actuală a consumului de utilități a obiectivului este prezentată în Anexa 8 - Consumuri energetice.

Criteriile de evaluare a performanței și sustenabilității financiare ale proiectului sunt evidențiate prin calculul indicatorilor:

- VANF - valoarea actualizată netă financiară calculat la total valoare investiție;
- RIRF - rata de rentabilitate financiară calculată la total valoare investiție;
- B/C - raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare;
- fluxul de numerar cumulat.

În calculul acestor indicatori se vor folosi următoarele prescurtări:

- B_i - reprezintă beneficiile financiare din anul i ;
- C_i - reprezintă costurile financiare din anul i ;
- r - reprezintă rata de actualizare financiară;

Valoarea actualizată netă financiară (VANF) este calculată prin metoda fluxurilor de numerar actualizate, cu aplicarea unui factor de actualizare determinat pe baza ratei de actualizare și a numărului de ani din perioada de referință. Cu ajutorul indicatorului se stabilește varianta optimă din punctul de vedere al analizei cost– beneficiu.

Pentru ca proiectul să fie rentabil din punct de vedere financiar, VANF trebuie să fie pozitiv.

$$VANF = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i}$$

Rata de rentabilitate financiară (RIRF) se bazează, de asemenea, pe fluxul de numerar actualizat și reprezintă acea rată de „actualizare” pentru care VANF devine zero. Ca măsură decizională, proiectul are nevoie de finanțare publică și este declarat corespunzător dacă $RIRF < 5\%$. Relația de calcul pentru determinarea RIRF este:

$$VANF = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+RIRF)^i} = 0$$

Raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare (B/C) reprezintă actualizarea veniturilor și costurilor financiare similară VANF, dar numărătorul este reprezentat, pe rând, de beneficiile anuale (B_i) și, respectiv, costurile anuale (C_i).

Raportul cost-beneficiu este un indicator complementar VANF, comparând valoarea actuală a beneficiilor viitoare cu valoarea actuală a costurilor viitoare, incluzând valoarea investiției:

$$B/C = \frac{VANF + I_0}{I_0} = \frac{VANF}{I_0} + 1$$

Durata de recuperare actualizată (TRA) este un concept superior VANF, mai ales pentru companii ce derulează afaceri de anvergură. Metoda actualizează veniturile nete, înregistrate an de an, determinând perioada de recuperare a capitalului investit. Este un criteriu clar pentru acceptarea proiectelor.

Criteriul de acceptabilitate este ca perioada de recuperare să fie inferioară duratei normale de utilizare. Această perioadă corespunde momentului în care valoarea netă actualizată financiară devine 0:

$$VANF = \sum_{i=1}^{TRA} \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} = 0$$

Rezultatele calculelor indicatorilor de analiză financiară, în valori actualizate, se regăsesc în tabelele de mai jos.

Astfel, indicatorii de analiza financiara care au rezultat din Anexa 9 :

FLUX DE NUMERAR CUMULAT	237,480 EUR
-------------------------	-------------

VALOARE ACTUALIZATA NETA FINANCIARA	14,393.49 EUR
RATA DE RENTABILITATE FINANCIARA	4.58%
RAP COST BENEFICIU	1.04
DURATA DE RECUPERARE ACTUALIZATA	17 ani

Potrivit calculelor aferente analizei cost-beneficiu, s-au obtinut rezultate favorabile pentru realizarea investitiei, amintind ca fluxul de numerar este pozitiv așa cum se observă în tabelul de mai sus:

- VANF > 0
- RIRF < 5%
- Raportul cost-beneficiu > 0
- Durata de recuperare actualizată este de 17 ani raportat la un proiect functional de minim 20 de ani.

4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate la nivelul de model financiar indicativ

Analiza economica detaliata a proiectului a fost prezentata si la capitolul 4.6. al prezentului studiu, tinand cont de varianta tehnica finala aleasa.

4.8. Analiza de senzitivitate

Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul proiectelor de parteneriat public-privat/de concesiune 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.

Într-o accepțiune foarte largă, analiza de senzitivitate reprezintă investigația care se realizează cu privire la nivelul unor factori, la potențialele modificări sau erori ce se pot produce, precum și cu privire la impactul pe care acestea le vor avea asupra fenomenului (ca rezultat al factorilor). Cu alte cuvinte, reprezintă studiul modificărilor pe care aceste schimbări sau erori le generează asupra rezultatelor unui fenomen. Analiza de senzitivitate reprezintă un instrument al cuantificării riscului ce influențează activitățile economice și de management, este o metodă de analiză și diagnostic financiar utilizată în studiul echilibrului financiar și o tehnică de evaluare financiară și fundament al deciziei.

Realizarea unei analize de senzitivitate constă în parcurgerea următoarelor etape:

- previziunea factorilor determinanți ai performanțelor proiectului într-un scenariu normal (situație considerată de bază);
- identificarea factorilor care s-ar putea modifica;
- construirea a două scenarii posibile pentru fiecare dintre factori: scenariul favorabil (optimist) și nefavorabil (pesimist);

- analiza impactului fiecărui factor prin recalcularea indicatorilor de performanță, în condițiile în care fiecare factor se află în scenariul favorabil/nefavorabil, toți ceilalți factori menținându-se la nivelul din scenariul de bază;
- construirea unui tabel pentru fiecare dintre indicatorii de performanță folosiți drept criteriu de apreciere a investiției, în care se vor trece valorile obținute prin modificare fiecărui factor;
- calculul unor coeficienți de elasticitate a indicatorilor de performanță în funcție de factorii analizați.

Alternativele privind realizarea investiției au fost analizate în cadrul capitolelor anterioare.

Dinamica costurilor cu investiția a fost considerată a avea un impact major asupra performanțelor proiectului de investiții. Pornind de la această variabilă au fost elaborate următoarele scenarii :

Variabile	Scenariul optimist	Scenariul de baza	Scenariul pesimist
Dinamica costurilor cu investiția	-1%	-	+1%
	-5%	-	+5%
	-10%	-	+10%

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor în măsura în care sunt aplicabile în această etapă a realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Analiza de risc cuprinde următoarele etape principale:

- identificarea riscurilor. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizatorice -cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative);
- evaluarea probabilității de apariție a riscului. Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului;
- identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor.

Riscurile la care este supus proiectul de investiție și măsurile de contracarare a acestora sunt următoarele :

Riscuri tehnice:

- modificarea soluției tehnice;
- riscuri de depășire a costurilor;
- întârzieri în execuția lucrărilor;
- nerespectarea clauzelor contractuale din partea unor subcontractanți (riscul de subcontractanți).

Măsuri de contracarare a riscurilor tehnice:

- înainte de contractarea etapelor următoare de proiectare și execuție se va actualiza obligatoriu Cartea Funciara (adrese, suprafețe construite desfășurate);

- deoarece numai după începerea efectivă a lucrărilor se va putea ști dacă nu sunt lucrări suplimentare, obligatorii a fi puse în operă pentru a se putea asigura cerințele esențiale de calitate ale construcției, în devizul general al lucrării se vor prevedea cheltuieli diverse și neprevăzute, care vor putea fi utilizate, în caz de nevoie, la acoperirea cheltuielilor cu potențialele lucrări suplimentare apărute;
- se va contracta asistență tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului;
- se vor încheia contracte de execuție ferme, cu clauze bine stabilite: garanții de bună execuție, penalizări, etc
- pe durata execuției lucrărilor se vor respecta Programele privind controlul de calitate pe șantierul lucrărilor de construcții-montaj întocmite de proiectanții de specialitate;
- esubcontractanții vor încheia contracte identice cu contractul antreprenorului general dacă este cazul

Riscuri organizatorice:

- neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect a beneficiarului / proiectantului / executantului; resurse umane insuficiente pentru activitățile proiectului.

Măsuri de contracarare a riscurilor organizatorice:

- se va nominaliza echipa de proiect de către reprezentantul legal;
- se vor stabili responsabilitățile membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post ;
- se vor numi în echipa de proiect persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare;
- diseminarea tuturor informațiilor către toți membrii echipelor de proiect și către executant;
- reevaluarea permanentă a graficului de activități astfel încât să fie corelat cu personalul alocat (echipa de proiect beneficiar / proiectant / executant);
- luarea în considerare a unor rezerve de timp.

Riscuri financiare și economice:

- capacitate insuficientă de finanțare;
- piața și contextul economic la nivelul implementării proiectului depinde de contextul economic în care își desfășoară activitatea furnizorii, producătorii sau comercianții.

Măsuri de contracarare a riscurilor financiare și economice:

- se va aloca și rezerva bugetul integral necesar realizării proiectului în bugetul Beneficiarului;
- se vor alege colaboratorii ținând cont de stabilitatea acestora;
- se vor încheia contracte în lei cu colaboratorii pentru a evita creșterea valorii contractelor datorită creșterii cursului valutar.

Riscuri externe:

- condiții de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări;

- riscuri politice: schimbarea conducerii administrative ca urmare a începerii unui nou mandat și lipsa de implicare a persoanelor nou alese în implementarea proiectului;
- lipsa colaborării instituționale;
- conflicte de interese între diferite nivele decizionale.

Măsuri de contracarare a riscurilor externe:

- lucrările de execuție se vor planifica corespunzător;
- proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii;
- se vor obține toate aprobările pentru derularea investiției înainte de începerea execuției lucrărilor.

Proiectul nu presupune riscuri majore care ar putea întrerupe realizarea acestuia. Planificarea corectă a etapelor proiectului, încă din faza de elaborare a acestuia, precum și monitorizarea continuă pe parcursul implementării poate asigura evitarea riscurilor care pot influența major proiectul. Administrarea riscurilor se va efectua printr-un complex de decizii în cadrul echipei de management a proiectului și a factorilor de decizie.

În analiza riscurilor din proiect se vor determina toate riscurile, cu consecințe probabile și măsuri de atenuare, indiferent de impact și probabilitate de apariție.

Nr.	Categorie de risc	Riscul	Descrierea riscului	Consecințele riscului	Atenuarea riscului	
Riscul de locație – totalitatea evenimentelor ce survin în proiect legate de dreptul de proprietate/locațiune a suprafețelor necesare derulării proiectului, amplasarea și condițiile de amplasare ce pot duce la imposibilitatea derulării, finalizării lucrărilor în termenii stabiliți la costurile inițial estimate						
1.	1	Riscul de locație	Blocarea documentației la începerea lucrărilor	Întârzieri în procesul obținerii de aprobări/autorizații necesare în termenii prevăzuți, sau pot fi obținute cu condiționări imprevizibile	Întârzieri în etapele de implementare a proiectului și creșterea suplimentară a costurilor de proiect	Organizarea procesului de obținere a documentației necesare privind dezvoltarea proiectului, având contact cu toate autoritățile competente în eliberarea acestor documente.
Riscul de finanțare –totalitatea evenimentelor din cadrul proiectului cu impact asupra capitalului investit sau împrumutat de către partenerul privat pentru dezvoltarea proiectului						
2.		Riscul de finanțare	Insolvabilitatea și alte riscuri aferente creditorului	AM nu mai poate susține proiectul sau efectuarea prestațiilor necesită o finanțare mai mare decât cea estimată din cauze obiective	Stoparea proiectului din lipsa finanțării	Asigurarea execuției angajamentelor partenerului privat prin intermediul garanțiilor bancare și de bună execuție. În cazul neterminării investiției totale, partenerul privat va pierde sumele deja investite

3.		Indisponibilitatea cofinanțării	Investitorul nu este capabil să asigure resursele financiare și de capital în cantități și termeni stabiliți	Stoparea proiectului din lipsa finanțării pentru continuarea sau finalizarea investiției	se va bugeta prioritar cuantumul de investiții necesare realizării proiectului
4.		Creșterea costurilor investiției inițiale	Investiția inițială datorită schimbărilor de legislație, de politică sau de altă natură devine mai mare decât cea estimată de partenerul privat, sau partenerul privat nu mai poate asigura investiția, sunt necesare finanțări suplimentare	Creșterea costurilor proiectului sau stoparea proiectului	Garantarea de către partenerul privat a finalizării investiției inițiale prin garanție bancară de bună execuție. De asemenea, partenerul public poate acoperi prin subvenții o parte din necesarul de investiții
5.		Variația ratei dobânzilor, inflației, a ratei de schimb	Fluctuații financiare ce influențează în timp parametrii și costurile preconizate pentru proiect	Creșterea/scăderea profitului partenerul privat obținut din dezvoltarea proiectului	Se va asigura stabilitatea financiară a proiectului propunând mecanisme corespunzătoare pentru compensarea pierderilor, prin ajustări ale prețurilor.
6.		Modificări de taxe și impozite	Riscul ca pe parcursul proiectului, regimul de impozitare general să se schimbe în defavoarea proiectului inițial	Afectează rentabilitatea proiectului, capacității de refinanțare și a condițiilor prestabilite cu finanțatorii	Veniturile încasate trebuie a fi suficiente pentru acoperirea diferențelor de taxe și impozite. Creșterea peste limita prognozată va conduce la modificări de prețuri pentru susținerea financiară a proiectului.
Riscul de furnizare – totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului ce survin din incapacitatea furnizorilor de a furniza echipamentele solicitate în condițiile contractuale inițiale					
		Intrarea în incapacitate de producție a furnizorilor de echipamente	Furnizorul ageat de echipament intră în incapacitate de producție pe termen nedefinit	Este devansat termenul de livrare al echipamentelor cu toate efectele conditionate de aceasta.	
		Intârzierea procesului de execuție	Furnizorul ageat de echipament intră în incapacitate de execuție datorată unor sincope în aprovizionarea	Este devansat termenul de livrare al echipamentelor cu toate efectele conditionate de aceasta.	

			cu piese sau subansamble		
		Intarzierea livrării echipamentelor lor	Transportatorul delegat pentru efectuarea transportului echipamentelor nu se poate încadra în termenele asumate	Este devansat termenul de livrare al echipamentelor cu toate efectele conditionate de aceasta.	
Riscul de montaj - totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului în faza de montaj care survin din incapacitatea firmei de montaj să finalizeze procesul de punere în funcțiune a instalației					
		Intarzierea montajului echipamentelor lor	Gabaritul prea mare al echipamentelor nu permite accesul facil la locul de montaj	Intarzieri ale montajului cu costuri suplimentare pentru degajarea căilor de acces și devansarea termenelor de punere în funcțiune.	
		Blocarea obținerii autorizațiilor necesare funcționării	Nu se pot obține autorizațiile necesare funcționării echipamentelor	Intarzieri ale dării în funcțiune a instalației cu devansarea termenelor operaționale.	
Riscul de operare – totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului ce survin din pierderile directe sau indirecte în rezultatul organizării greșite a proceselor tehnologice, neeficiența procedurilor controlului intern, dereglările tehnologice, activităților neautorizate ale personalului sau influenței externe					
7.		Furnizarea utilităților	Indisponibilitatea utilităților necesare pentru realizarea proiectului (curent electric, peleti, apă)	Creșteri ale costurilor și a perioadei de timp, în unele cazuri, efecte negative asupra calității serviciilor furnizate în cadrul contractului	Echipele de proiect va asigura în măsura necesităților și a disponibilităților cu utilitățile necesare operării obiectului contractului
8.	Riscul de operare	Soluții tehnice vechi sau inadecvate	Soluțiile tehnice aplicate nu sunt corespunzătoare din punct de vedere tehnologic pentru asigurarea realizării parametrilor proiectului.	Venitul scade sub datele de închidere financiară a proiectului, având ca rezultat pierderi.. Acest risc condiționează apariția altor riscuri	Se vor specifica în caietul de sarcini standardele tehnice de calitate de la care nu se va devia, acestea fiind sub strictă monitorizare. Implementarea proiectului se va realiza strict urmărind acești parametri.
9.		Incapacitate de management și depășirea costurilor de operare	Investitorul nu-și poate îndeplini obligațiile conform contractului având ca rezultat costuri de operare mai mari decât cele anticipate	Lucrările și serviciile care fac obiectul contractului nu sunt furnizate la timp și calitativ, care conduc la costuri și timp suplimentar necesare pentru a finaliza proiectul	Investitorul va monitoriza mersul executării proiectului prin intermediul auditului intern, va angaja specialiști calificați cu experiență
10.		Risc de defecte ascunse	Calitatea proiectării și/sau a lucrărilor este	Creșteri de cost și efecte negative asupra calității serviciilor furnizate în cadrul	Echipele de proiect va monitoriza suplimentar mersul activităților și dezvoltarea proiectului

			necorespunzătoare având ca rezultat creșterea peste costurile de întreținere și reparații	proiectului; timp suplimentar necesar înlăturării defectelor	
11.		Întreținere și reparații	Riscul ca costurile de întreținere se vor majora în raport cu cele anticipate	Costuri suplimentare privind întreținerea obiectului proiectului	Echipele de proiect va asigura nemijlocit întreținerea și serviciile de reparare a elementelor proiectului.
12.		Asigurare	Riscul asigurabile pot deveni neasigurabile pe durata proiectului sau creșterii substanțiale ale ratelor la care se calculează primele de asigurare	Întârzieri în implementarea proiectului și creșterea costurilor.	Echipele de proiect va calcula și va prognoza costurile legate de asigurare, monitorizând informații detaliate despre compania de asigurare, informații care stau la baza condițiilor și criteriilor de asigurare a proiectului

Riscul comercial – totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului cu impact asupra lichidității financiare a debitorului obligației de plată la împlinirea scadenței acesteia

13.	Riscul comercial	Modificarea condițiilor economice	Riscul producerii unor schimbări fundamentale și neașteptate în condițiile economice generale, care pot avea impact asupra cheltuielilor și venitorilor în cadrul proiectului	Venituri sub proiecțiile financiare anterioare	Partenerul privat în oferta sa poate propune condiții contractuale care să-i asigure condiții de acoperire a riscului
14.		Creșterea concurenței	Riscul apariției pe piață a concurenților în furnizarea serviciilor.	Scăderea veniturilor anticipate ca urmare a deprecierei prețurilor produselor prestate similar de către concurenți.	Echipele de proiect va analiza anticipat condițiile de piață, apoi va propune oferta sa corelată cu situația pe piață din domeniu
15.		Descreșterea a nivelului de cerere pe piață	Riscul producerii unor schimbări fundamentale și neașteptate în condițiile economice generale, care conduc la reducerea cererii pentru serviciile contractate	Venituri sub proiecțiile financiare anterioare	Echipele de proiect va încerca să redreseze situația prin impunerea unor măsuri de ordin financiar

Riscul politic/ legislativ – totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului generate de eventualele schimbări legislative și/sau politic

16.	Risc ul politi c/ legis lativ	Schimbarea legislației în domeniu	Riscul schimbărilor legislative și al politicii autorității publice care nu pot fi anticipate la semnarea contractului și care sunt adresate direct, specific și exclusiv proiectului ceea ce conduce la costuri de capital sau operaționale suplimentare	Afectarea rentabilității proiectului și supunerii finalizării premature a contractului	Echipa de proiect va asigura continuitatea politicilor de dezvoltarea a proiec inclusiv a politicilor fiscale aferente infrastructurii publice
17.		Retragerea sprijinului complement ar	modificările strategiei, tacticii și a acțiunilor curente ale factorilor politici din propria țară (la nivel național, regional și local), din țările cu care întreprinderea are contracte directe și indirecte	Afectarea rentabilității proiectului și supunerii finalizării premature a contractului	Partenerul public va contribui la buna desfășurare a proiectului în limitele competențelor contractuale
Riscul de mediu – totalitatea evenimentelor în cadrul proiectului cu impact asupra mediului ce conduc la creșterea costului proiectului prin întreprinderea măsurilor de eliminare și reducere semnificativă a acestora					
18.		Standardele referitoare la emisii	Posibilitatea de răspundere pentru pierderile cauzate de deteriorarea mediului care rezultă de la construirea sau activități de exploatare necorespunzătoare	Costuri suplimentare, decontaminarea mediului	Partenerul privat este obligat să ia toate măsurile necesare pentru evitarea unor astfel de evenimente. Va angaja experți pentru investigarea și stabilirea măsurilor de minimizare a costurilor și evitarea întâzierii etapelor de implementare a proiectului
Riscul de forță majoră –totalitatea evenimentelor imprevizibile în cadrul proiectului provocate de fenomene ale naturii: cutremur de pământ, alunecare de teren, incendiu, secetă, vânt puternic, ploaie torențială, inundație, ger, înzăpezire etc. sau de circumstanțe sociale: revoluție, stare beligerantă, blocadă, grevă, interdicție la nivel statal a importului sau exportului, epidemie					
19.	Risc ul de forță majoră	Evenimente de forță majoră	Incapacitatea de a dezvoltare a proiectului t din motivul cauzat de evenimentele de forță majoră	Distrugerea completă sau deteriorarea activelor aferente proiectului. Pierderea sau deteriorarea activelor proiectului sau a serviciului (incapacitatea de a furniza servicii), pierderea posibilității de a obține a veniturilor sau întârzierea acestora	Echipa de proiect va lua măsuri de asigurare a activelor și/sau va urmări repararea sau înlocuirea lor în cel mai scurt timp posibil. si trebuie să identifice de urgență o alternativă în ceea ce privește furnizarea de servicii, în cazul în care consecințele sunt asigurate

5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă), cu excepția cazului în care soluția tehnică face obiectul procedurii de atribuire a contractului de parteneriat public-privat/de concesiune

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

Investitia	Scenariul 1	Scenariul 2	Comparatie	
CEF	792.943,36	995.457,70	Tehnic	Scenariu 1 are indicatori mai buni
			Economic	
			Financiar	Scenariul 1 are un pret mai mic
			Sustenabilitate	Scenariu 1, foloseste echipamente tehnologie 2022
			Risc	La scenariul 2, panourile sunt din anul 2018

Tabelul de mai jos realizează o comparație a celor două scenarii tehnico-economice din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și al riscurilor

Criteriau	STE 1	STE 2	Pondere criteriu în selectarea OTE
Capacitate instalată din surse regenerabile de energie (MW)	În curent continuu: 137 kWp În curent alternativ: 0,137 MW	În curent continuu: 130 kWp În curent alternativ: 0,130 MW	30%
Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (t CO ₂ e)	282,09 t CO ₂ e	269,66 t CO ₂ e	0%
Durate de realizare a investiției	12 luni	14 luni	30%
Valoarea totală a investiției	159.629,45 EURO (1 EURO = 4,9674 RON)	200.398,13 EURO (1 EURO = 4,9674 RON)	30%
Costuri mentenanță		Din cauza dimensiunilor mai reduse ale PV-urilor și a nr mai mare de interconexiuni electrice,	10%

		costurile de mentenanță vor fi mai mari în cazul Solutiei2	
--	--	--	--

5.2. Selectarea și justificarea scenariului recomandat

În conformitate cu prevederile HG nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente biectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, au fost propuse și prezentate două scenarii tehnice pentru realizarea obiectivului de investiții.

La elaborarea scenariilor tehnico-economice s-au avut în vedere aspecte care au ținut de: lucrările necesar a fi efectuate, analiza financiară și analiza economică, sustenabilitatea investiției și potențialele riscuri la care este supusă investiția.

În urma analizelor efectuate, **rezultă ca scenariul 1** este mai avantajos ca scenariul 2.

5.3. Descrierea scenariului recomandat

privind:

- a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul este proprietatea Orașului Rupea, amenajarea se va realiza la faza PTE.

- b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Nu este cazul

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;

CEF_ul se va alimenta prin post trafo abonat echipat- 160 kVA, 20/0,4 kV (1 cel TG, 1 CEL. TRAFU serator și intrerupetor, 1 celula masura tensiune, 1 celulele de servicii interene, stalp intermediar), cabluri, capete terminale, etc., distanta de LEA MT 50 m. Desen privind încadrarea noului PT în RED, Anexa 10 – a) Racordare la RED a CEF Rupea varianta STE1 și b) Racordare la RED a CEF varianta STE2.

- c) probe tehnologice și teste.

Se vor trata la faza PTE

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

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 investitii este de 763,490.99 RON , fara TVA, respectiv 908,554.28 RON cu TVA, din care Constructiile si Montajul reprezinta 195,483.31 RON cu TVA

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;

Indicatorii obligatorii la nivel de proiect propusi sunt cei prezentați pentru solutia tehnică economică 1 (STE 1):

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură- STE 1
Indicatorul I.1 - realizare	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,137 MW
Indicatorul I.2 - rezultat	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	282,09 Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3 - rezultat	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	175.955MWh/an
Indicatorul I.4 - rezultat	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	3519,1 MWh
Indicatorul I.5 - rezultat	Factorul de capacitate al centralei electrice	14.66%
I – C ≤ 0		-14928

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

Astfel, indicatorii de analiza financiara au rezultat :

FLUX DE NUMERAR CUMULAT	237,480 EUR
VALOARE ACTTUALIZATA NETA FINANCIARA	14,393.49 EUR
RATA DE RENTABILITATE FINANCIARA	4.58%
RAP COST BENEFICIU	1.04
DURATA DE RECUPERARE ACTUALIZATA	17 ani

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

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

Proiectul este elaborat în conformitate cu legislația românească specifică (standarde, coduri, prescripții tehnice, legi, ș.a.) în vigoare la data semnării contractului.

Prescripțiile tehnice, standardele și reglementările aplicabile în domeniu se vor respecta de către toți factorii ce concurează la realizarea investiției.

De asemenea, se vor respecta cerințele naționale privind securitatea și sănătatea în muncă, privind protecția mediului și protecția muncii, privind apărarea împotriva incendiilor și social și al relațiilor de muncă.

Documente de referință:

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

Legislație referitoare la apărarea împotriva incendiilor

- Legea nr.307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul MAI nr.163/2007 pentru aprobarea Normelor Generale de apărare împotriva incendiilor;
- Ordinul MAI nr.129/2016—pentru aprobarea Normelor metodologice privind avizarea și autorizarea de securitate la incendiu și protecție civilă;

Legislație referitoare la securitatea și sănătatea în muncă

- Legea nr.319/2006 a securității și sănătății în muncă, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr.1425/2006 pentru aprobarea Normelor Metodologice de aplicare a prevederilor Legii nr. 319/2006, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HG nr.1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- HG nr.1051/2006 – Cerințe minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători;
- HG nr.300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile și completările aduse prin HG nr. 601/2007;
- Ordinul MLPAT nr.9/N/15.03.1993 -Regulamentul privind protecția și igiena muncii în construcții;

Cerințe tehnice (proiectare, procurare, montaj, recepție):

- Standarde din grupa ISO 9000 privitoare la asigurarea calității;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 50/1991, privind autorizarea lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul M.D.R.L. nr.839/2009, pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr.1072/2003, privind avizarea de către Inspectoratul de Stat în Construcții a documentațiilor tehnico-economice pentru obiectivele de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- CR 1-1-3/2012 - Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra structurilor;
- CR 1-1-4/2012- Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra structurilor;
- CR 0-2012 – Cod de proiectare. Bazele proiectării structurilor în construcții;

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, 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, în măsura în care sunt aplicabile în această etapă

: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externerambursabile, alte surse legal constituite.

Sursele de finanțare ale proiectului se constituie din accesarea unui grant nerambursabil din surse publice (FM – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei) în valoare de 1.184.594,67 RON.

6. Implementarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

6.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

Primăria Orașului Rupea

Adresa: Strada Republicii nr. 169

Localitate: Rupea

Județ: Brașov

Cod poștal: 505500

Telefon: 0268 260 490

Fax: 0268 260 788

Email: contact@primariarupea.ro

Web: <https://www.primariarupea.ro/>

Primăria orașului Rupea compusă din Primar, Viceprimar, Secretar, precum și din aparatul de specialitate al Primarului, se organizează și funcționează ca o structură funcțională cu activitate permanentă, care aduce la îndeplinire hotărârile Consiliului Local și dispozițiile primarului, hotărârile Consiliului Județean și legislația în vigoare, soluționând problemele curente ale colectivității locale.

Primarul este șeful administrației publice locale și răspunde de buna organizare și funcționare a acesteia prin compartimentele aparatului de specialitate al Primarului și serviciile aflate în subordine, având ca unic scop bunăstarea colectivității locale.

Orașul Rupea, cu o suprafață de 75,5 km², se află în partea de nord a județului, la 65 de km distanță de Municipiul Brașov și 53 de km de Municipiul Sighișoara. Este centrul unei zone dintre cele trei microregiuni ale județului Brașov, fiind singurul oraș din zona de nord-est.

Microregiunea Rupea se evidențiază atât prin bogăția resurselor de patrimoniu - ansambluri fortificate ale bisericii evanghelice, case memoriale, situri arheologice, fragmente de ziduri fortificate, ansambluri rurale de case, castele, arhitectură tradițională specifică sașilor, tradiții, obiceiuri, costume populare păstrate și purtate și astăzi în zilele de sărbătoare, cât și printr-un bogat patrimoniu natural reprezentat de arii protejate, areale declarate „monumente ale naturii” sau clasificate Sit „Natura 2000”, dovadă a diversității florei și faunei acestei zone.

Imaginea Orașului Rupea reflectă toate aceste caracteristici ale zonei, ansamblurile de case cu arhitectură specific săsească, bisericile fortificate din Rupea și Fișer și cetatea străveche ce stă de strajă pe o stâncă abruptă de bazalt, înconjurată de păduri și pajiști întinse pe terase și coline domoale. Orașul Rupea este situat la 25 grade 12' longitudine estică și 46,3 grade latitudine nordică și la o altitudine de 451 m față de nivelul mării. Este punct de trecere din Valea Oltului în Valea Târnavelor, situat în zona de contact dintre Podișul Transilvaniei și Carpații Orientali.

Localitatea este amplasată la drumul european E60 care face legătura între Constanța – București - Valea Prahovei – Brașov – Sighișoara - Târgu Mureș – Cluj – Oradea.

Totodată, orașul este străbătut de magistrala feroviară care leagă Municipiul Brașov de Sighișoara, trecând prin Măieruș, Apața, Ormeniș, Augustin, Racoș, Homorod și Cața.

Așezarea este deservită de calea ferată prin Gara Rupea, stație pentru marfă și trenuri personale.

6.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul previzionat de implementare a investiției, eșalonarea previzionată a investiției pe ani

Durata de realizare: 12 luni

Graficul orientativ de implementare a investiției este prezentat la cap.3.5

Eșalonarea investiției (INV/C+M) (valorile conțin TVA):

-anul 1 =**908554,28 lei ,din care C+M 558709,91lei**

Beneficiarul are obligația de a asigura cadrul instituțional și mobilizarea tuturor resurselor de care dispune, în vederea implementării proiectului de investiții.

6.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere, cu mențiunea dacă operarea/mentenanța vor constitui responsabilitatea partenerului privat/concesionarului sau responsabilitatea partenerului public/concedentului: etape, metode și resurse necesare

Operarea/exploatarea noilor instalatii se va efectua de către personalul deja angajat pentru întreținere.

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

6.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale necesare realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune

La nivelul proiectului se va nominaliza un responsabil de proiect, care are rolul de manager de proiect.

În vederea implementării proiectelor beneficiarul trebuie să facă dovada existenței unității de implementare a proiectului (UIP/echipei de proiect). Pozițiile din cadrul UIP/echipei pot fi ocupate sau vacante la depunerea proiectului, urmând ca la semnarea contractului de finanțare, toate pozițiile să fie ocupate.

Managementul de proiect va fi realizat cu personal propriu sau mixt (personal propriu și externalizare). Personalul propriu al solicitantului implicat în managementul proiectului se va constitui în UIP, prin decizie a managerului solicitantului.

Unitatea de implementare a proiectului va fi, prin urmare:

➤ Constituită din personalul propriu numit în componența UIP-ului/echipei de proiect, ce trebuie să îndeplinească funcțiile necesare implementării proiectului(management de proiect, financiar, achiziții, tehnic); aceste poziții trebuie ocupate la contractare.

➤ Sprijinită, după caz, prin expertiză externă furnizată prin contracte de prestare servicii prin care sunt realizate activitățile aferente expertizei tehnice proiectului.

Activitatea de management a proiectului include și expertiza tehnică necesară unei implementări la un nivel de calitate adecvat.

Pentru stabilirea capacității de management și tehnice a proiectului, se vor analiza: responsabilitățile persoanelor sunt bine definite și corelate cu fișele de post ale acestora; relațiile de muncă în cadrul UIP sunt prezentate și detaliate; nivelul de experiență în managementul de proiect al personalului UIP este

adecvat (studii de specialitate și participarea la proiecte de investiții similare); experiență /calificare tehnică în domeniul energiei (studii de specialitate/participarea la proiecte similare).

Ordonatorul de credite responsabil cu implementarea va face aranjamentele corespunzătoare pentru a asigura implementarea eficientă a proiectului de investiții. Echipa de proiect va fi constituită la nivelul UAT Rupea

Numărul membrilor echipei de proiect se va stabili în funcție de disponibilitatea personalului, dar nu va avea mai puțin de 2 persoane: manager de proiect și responsabil financiar.

Persoana desemnată pentru funcția de Manager de Proiect trebuie să ocupe o poziție suficient de înaltă, pentru a avea autoritatea necesară îndeplinirii sarcinilor specificate.

7. Concluzii și recomandări

În conformitate cu prevederile HG nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, au fost propuse și prezentate două soluții tehnice pentru realizarea obiectivului de investiții „... La elaborarea scenariilor tehnico-economice s-au avut în vedere aspecte care au ținut de: lucrările necesar a fi efectuate, analiza financiară și analiza economică, sustenabilitatea investiției și potențialele riscuri la care este supusă investiția. În urma analizei efectuate, proiectantul recomandă implementarea scenariului 1.

ANEXE

- Anexa 1 - Plan Topo Viza OCPI;
- Anexa 2 - CF exi 103758 Parc Fotovoltaic _ UAT Rupea-1
- Anexa 3 -Studiu geotehnic Rupea - Corectat Bun
- Anexa 4 - a) Deviz General Rupea (STE 1)
- Anexa 4 - b) Deviz General Rupea (STE 2)
- Anexa 5 - Certificat Urbanism 36_18188 din 13.11.2023
- Anexa 6 - UAT Rupea_Project.VC0 (650Wp)-Raport PVSyst
- Anexa 7 - UAT Rupea_Project.VC0-Report 2- (300 Wp)- Raport PVSyst
- Anexa 8 - Electric - audit energetic
- Anexa 9 - Analiza cost beneficiu
- Anexa 10 - a) Racordare RED a CEF Rupea - STE1
- Anexa 10 - b) Racordare RED a CEF Rupea – STE 2
- Anexa 11 - Atestatul ANRE - 18566 (26-08-2022)
- Anexa 12 - Autorizare ANRE - Sorin Abagiu
- Anexa 13 - Trina_TSM_DEG21C_20_650Wp.PAN
- Anexa 14 - Trina_TSM_DD05H_08_II_300.PAN
- Anexa 15 - Growatt_MAC_60KTL3_X_MV.OND
- Anexa 16 - Growatt_MAC_30KTL3_X_LV.OND

COLECTIV DE ELABORARE:

Proiectant general	S.C. POWER INOV ENERGY S.R.L., Atestata ANRE conform anexei 11.
Sef Proiect	Ing. Sorin Abagiu Atestat ANRE conform anexei 12
Instalații electrice	Ing. Ionel Lepadat

Prezenta documentație a fost elaborată în conformitate cu H.G. 907 din 29.11.2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții de finanțare din fonduri publice.

PRESEDINTE DE SEDINTA
TOMUS LUCIAN

SECRETAR GENERAL UAT
ROMAN IOANA MADALINA