

Construire centrala electrica fotovoltaica

NIDEC ORADEA SRL

Obiectiv: Mun. Oradea, Jud Bihor

FAZA DE PROIECTARE: STUDIU DE FEZABILITATE

**APEL DE PROIECTE: Sprijinirea investițiilor în noi capacități de
producere a energiei electrice produse din surse regenerabile
pentru autoconsum**

Elaborator: CRIUS CONSULTING S.R.L.

Proiectant de specialitate : DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.

Beneficiar: NIDEC ORADEA SRL

Proiect nr: 403/2024

**Construire centrala electrica fotovoltaicaNIDEC
ORADEA SRL**

Faza: SF

FOAIE DE SEMNĂTURI

Manager de proiect

Ciuciu Ciprian Mihai



Proiectant

ing. Hirina Daniel Ioan



Cuprins

FOAIE DE CAPĂT	2
Lista de abrevieri.....	6
A. PIESE SCRISE	7
1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII.....	7
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	7
1.2. Ordonator principal de credite/investitor	7
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)	7
1.4. Beneficiarul investiției	7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	7
2. SITUAȚIA EXISTENTA SI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTITII	7
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză	8
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare	8
2.3. Analiza situației existente si identificarea deficiențelor.....	14
2.3.1. Analiza consumului de energie	14
2.3.2. Identificarea deficiențelor	14
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții.....	15
2.4.1. Analiza cererii.....	15
2.4.2. Prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii	16
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice	18
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIM DOUA SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	19
3.1. Particularități ale amplasamentului.....	19
3.1.1. Amplasament: “ Nidec Oradea ”– Scenariu 1	19
3.1.2. Amplasament: “ Nidec Oradea ”– Scenariu 2	33
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic.....	34
3.2.1. Scenariul 1 - “ Nidec Oradea ”	34
3.2.2. Scenariul 2 - “ Nidec Oradea ”	36
3.3. Costuri estimative ale investiției	37
3.3.1. Analiză comparativă costuri estimative investiție CEF Analiza economică comparativă s-a realizat la această secțiune exclusiv pentru costurile aferente CEF (nu sunt incluse alte cheltuieli ale obiectivului de investiții).....	38
3.3.2. Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice	39
3.3.3. Devizul general al obiectivului de investiții	40
3.4. Studii de specialitate in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor	40
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	41
4. ANALIZA FIECARUI / FIECAREI SCENARIU / OPTIUNI TEHNICO – ECONOMICE PROPUSE.....	42

4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta.....	42
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	42
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum	45
4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii	45
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii	48
4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate, sustenabilitatea financiara ...	50
4.7. Analiza economica ¹⁾ , inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate	50
4.8. Analiza de senzitivitate ¹⁾	50
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	50
5. SCENARIUL / OPTIUNEA TEHNICO - ECONOMICA OPTIMA / RECOMANDATA	52
5.1. Comparatia scenariilor / optiunilor propuse din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.*	52
5.2. Selectarea si justificarea scenariului /optiunii optime recomandate	52
5.3 Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate	53
5.4. Principalii indicatori tehnico – economici aferenti obiectivului de investitii	58
5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punct de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicate constructiei, conform gradului de detaliere a propunerilor tehnice	61
5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investiei publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.....	63
6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME	63
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire.....	64
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege	64
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică.....	64
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților	64
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	64
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice	64
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	65
7.1 Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei	65
7.2 Strategia de implementare.....	65
7.3. Strategia de exploatare/ operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare	65
7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale	66
8. CONCLUZII SI RECOMANDARI.....	66
B. PIESE DESENATE.....	68
C. BIBLIOGRAFIE	69

D. ANEXE	70
----------------	----

Lista de abrevieri

CEF – Centrala electrica fotovoltaicaAE

– Audit Electroenergetic

PT – Procesul de transformare (transformatoarele)

REDp – Reteaua Electrica de Distributie principalaTD

– Tablou de distributie

TP – Tranformator de putere

TSI – Transformator de servicii interne

ANRE – Agentia Nationala pentru Reglementari EnergeticeBE

– Bilant electroenergetic

GES – Gaze cu Efect de Sera

SEN – Sistemul Electroenergetic National

LEA – Linie Electrica Aeriana

RET – Reteaua Energetica de Transport

CAPEX – Capital expenditures / cheltuielile de capital k_f –

coeficient de forma

RES – Surse regenerabile de energie

ATR- Aviz tehnic de racordare

A. PIESE SCRISE

1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Construire centrala electrica fotovoltaica Nidec Oradea S.R.L

Amplasament investitie:

Str. Petre P. Carp 20 , localitate Oradea, județ Bihor.

Acțiunea pentru care se solicită finanțare:

Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse solare (sub 5 MW inclusiv)

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Nidec Oradea

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul investiției

Nidec Oradea

Sediul: **Str. Petre P. Carp 20 , loc. Oradea, jud. Bihor**

Cod unic de înregistrare: **30997641**

CAEN Investiție: **2825 Fabricarea echipamentelor de ventilație și frigorifice, exclusiv a echipamentelor de uz casnic**

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

CRIUS CONSULTING SRL

Municipiul Oradea, str. G.E. Palade, nr. 118, jud Bihor

Manager de proiect: Ciuciu Ciprian Mihai

DHELECTRIC SYSTEM SRL

Municipiul Oradea, Piața Episcop Ignatie Darabant, Nr. 8B, Județ Bihor
Sef de proiect. Ing. Daniel HIRINA

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

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

Nu este cazul.

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

În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, prin **politicile și direcțiile adoptate**, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate.

Sursele regenerabile de energie (energia eoliană, energia solară, energia hidroelectrică, energia oceanelor, energia geotermală, biomasa și biocombustibilii) constituie alternative la combustibilii fosili care contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit drept obiectiv ca 32 % din consumul anual de energie al UE până în 2030 să fie din surse regenerabile. În acord cu obiectivul ambițios al UE de a deveni neutră din punct de vedere climatic până în 2050, în martie 2023 colegiul liderilor au convenit să crească obiectivul privind energia din surse regenerabile pentru 2030 la 42,5 %, cu scopul de a atinge 45 %. Au loc dezbateri privind cadrul de politici actualizat pentru 2030 și pentru perioada de după 2030.

Politicile și măsurile pentru promovarea utilizării de energie regenerabilă în producția de energie electrică (SRE-E) se referă la:

- Promovarea investițiilor în capacități noi de producere a energiei electrice, cu emisii reduse de carbon – SRE-E; înlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din surse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect și promovarea surselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursă eoliană, solară);
- Posibilitatea folosirii veniturilor din Mecanismele EU-ETS și din Fondurile Structurale Cadrului Financiar Multianual 2021-2027 pentru proiectele în domeniul SRE și al eficienței energetice la nivel național și internațional – SRE global;
- Creșterea Eficienței Energetice în sectoarele industriale reglementate prin EU-ETS – SRE-E;
- Încurajarea dezvoltării capacităților de stocare a energiei – SRE-E; Dezvoltarea capacităților de stocare a energiei electrice va contribui la integrarea SRE în SEN, având în vedere caracterul intermitent/variabil al acestora. Specific, capacitățile de stocare vor contribui la reducerea

decalajelor dintre cererea și oferta de energie electrică;

- Implementarea măsurilor de consum dispecerizabil (Demand Response) – SRE-E; Implementarea măsurilor de consum dispecerizabil (Demand Response) va contribui la integrarea SRE în SEN, prin reducerea/mutarea consumului din orele de vârf (spre orele de gol de sarcină), precum și posibilitatea participării consumatorului final (ca prosumator) la piața de producție de energie electrică;
- Digitalizarea sistemului energetic românesc – SRE-E; Dezvoltarea contoarelor și rețelelor inteligente va contribui inclusiv la o mai mare integrare a SRE în SEN. Contoarele inteligente vor avea ca beneficiu identificarea profilelor de consum final ale utilizatorilor finali și, astfel, creșterea predictibilității vânzărilor de energie electrică;
- Elaborarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferență (CfD) – SRE-E; Implementarea mecanismului „Contracte pentru Diferență” va oferi sprijin în atingerea Țintelor SRE pentru anul 2030, prin aducerea unei siguranțe și stabilități a veniturilor producătorilor;
- Încheierea contractelor de vânzare a energiei electrice pe termen lung cu clienți (PPA) în afara piețelor centralizate. Permite încheierea contractelor pe termen lung între dezvoltatorii de proiecte/producătorii de energie electrică și consumatori. Acest tip de contract contribuie la creșterea utilizării energiei din resurse regenerabile, prin prisma faptului că oferă dezvoltatorilor/producătorilor de energie regenerabilă siguranța recuperării investițiilor și îi oferă consumatorului oportunitatea de a-și negocia contractul direct cu producătorul de energie, fiind totodată independent și asigurat împotriva fluctuațiilor prețului de energie;
- Adaptarea mecanismelor/regulilor aplicabile pieței de energie electrică în acord cu prevederile pachetului legislativ „Energie Curată pentru Toți Europeii” – SRE-E. Acesta presupune adaptarea condițiilor de piață și înlăturarea barierelor legislative pentru facilitarea integrării energiei din resurse regenerabile în SEN;
- Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic – SRE-E, SRE-T și SRE-Î&R;
- Stimularea investițiilor în dezvoltarea industriei producătoare de echipamente pentru SRE și electromobilitate – SRE-E, SRE-T și SRE-Î&R.

Strategiile în domeniul energiei, adoptate la nivelul UE, reprezintă angajamente clare în direcția tranziției energetice la nivel global.

Ca parte a pachetului „Energie curată pentru toți europenii”, Regulamentul 2020/1294 a instituit un mecanism de finanțare al UE în temeiul articolului 33 din Regulamentul (UE) 2018/1046 privind guvernarea, în vigoare din septembrie 2020. Principalul obiectiv al mecanismului este de a ajuta țările să își atingă obiectivele individuale și colective privind energia din surse regenerabile. Mecanismul de finanțare creează legături între țările care contribuie la finanțarea proiectelor (țări contribuitoare) și țările care sunt de acord ca pe teritoriul lor să fie construite noi proiecte (țări-gazdă). Comisia stabilește cadrul de punere în aplicare și mijloacele de finanțare a

mecanismului, stabilind că statele membre, fondurile UE sau contribuțiile din partea sectorului privat pot finanța acțiuni în cadrul mecanismului. Energia generată pe baza acestui mecanism de finanțare va fi contabilizată în contul obiectivelor privind energia din surse regenerabile ale tuturor țărilor participante și va contribui la atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050. Noile obiective ale planului REPowerEU au necesitat investiții suplimentare de 210 miliarde EUR între 2022 și 2027.

Planul REPowerEU a introdus o strategie pentru a dubla capacitatea solară fotovoltaică la 320 GW până în 2025 și pentru a instala 600 GW până în 2030. Planul a mai inclus o obligație legală progresivă de a instala panouri solare pe noile clădiri publice, comerciale și rezidențiale și o strategie de dublare a ratei de instalare a pompelor de căldură în sistemele de încălzire centralizate și le. În cadrul planului, statele membre au, de asemenea, obligația de a identifica și de a adopta planuri pentru zonele pretabile dezvoltării proiectelor de producere a energiei din surse regenerabile, cu procese de autorizare mai scurte și simplificate.

Strategia UE pentru Încălzire și Răcire (IR) promovează realizarea de unități de cogenerare și trigenerare (energie electrică, încălzire și răcire). La nivelul UE, aproape 50% din cererea finală de energie este utilizată pentru încălzire și răcire, 80% din aceasta fiind utilizată în clădiri. În acest context, Directiva (UE) 2018/844 de modificare a Directivei 2010/31/UE privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică a clădirilor este mult mai ambițioasă în privința reducerii consumului de energie decât versiunea anterioară.

Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, publicată pe site-ul Ministerului Energiei, se afirmă că studii realizate în cadrul regiunii de Sud-Est a Europei au evaluat potențialul tehnic solar al României la nivelul a 19,35 GW (25,80 TWh), din care aproximativ 18,05 GW (24,18 TWh) pot constitui o opțiune economică de investiții, în scenariul cu costuri minime.

De asemenea, se precizează că valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacități totale de 4.000 MW și producerea unei energii anuale de 4,8 TWh.

Potrivit aceluiași document, conform studiului privind evaluarea potențialului tehnico- economic al resurselor regenerabile în România, România se află în zona B europeană din punct de vedere al însoririi (1200-1600 kWh/m² pe an), beneficiază de aproximativ 210 zile însorite pe an și are cel mai mare potențial solar din zona de sud est a Europei.

Inițiativa de construire a Centralei electrice fotovoltaice vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European și la țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie solară.

Principalele obiective urmărite, la nivel macroeconomic, sunt:

- 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, gaznatural;
- 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 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).

Pentru punerea în aplicare a politicilor și strategiilor specifice sectorului energetic, sunt înființate și funcționează, cu diverse roluri și responsabilități în legiferarea și implementarea acestor strategii, mai multe instituții/autorități, dintre care amintim: Ministerul Energiei, Ministerul Dezvoltării Lucrărilor Publice și Administrației, Ministerul Economiei, Ministerul Mediului Apelor și Pădurilor, Ministerul Transporturilor și Infrastructurii, Ministerul Educației, Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Autoritatea Națională de

Reglementare în Domeniul Energiei, Ministerul Finantelor, precum și alte autorități stabilite potrivit legii.

Din punct de vedere **legislativ**, au fost adoptate o serie de măsuri pentru punerea în aplicare a strategiilor și politicilor asumate, respectiv:

A. La nivelul Uniunii Europene

În decembrie 2018, ca parte a pachetului „Energie curată pentru toți europenii”, a intrat în vigoare Directiva privind energia din surse regenerabile revizuită. Directiva, care trebuia transpusă în legislația națională a țărilor din UE până în iunie 2021, a stabilit un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final brut de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030. În conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, până cel târziu în martie 2023, țările din UE propun obiective naționale privind energia și stabilesc planuri naționale privind energia și clima (PNEC) pe 10 ani pentru perioada 2021-2030. Planurile naționale privind energia și clima sunt monitorizate o dată la doi ani prin rapoarte intermediare și sunt evaluate de Comisie, care poate lua măsuri la nivelul UE pentru a asigura coerența acestora cu obiectivele globale ale UE.

Directiva privind energia din surse regenerabile revizuită, actualizată prin Directiva (UE) 2023/2413, a fost rezultatul a trei modificări majore. În iulie 2021, ca parte a pachetului „Pregătiți pentru 55”, o primă modificare a vizat alinierea obiectivelor Uniunii privind energia din surse regenerabile la noul său obiectiv climatic, creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile de energie pentru UE la 40 % până în 2030 și promovarea utilizării combustibililor din surse regenerabile, cum ar fi hidrogenul, în industrie și transporturi cu obiective secundare suplimentare. În mai 2022, ca parte a planului său REPowerEU în urma agresiunii Rusiei împotriva Ucrainei, o a doua modificare a vizat accelerarea tranziției către o energie curată, în conformitate cu decizia de eliminare treptată a dependenței de combustibilii fosili rusești, creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile de energie pentru UE la 45 % până în 2030 prin instalarea de pompe de căldură, creșterea capacității solare fotovoltaice și importul de hidrogen și biometan din surse regenerabile. În noiembrie 2022, o a treia modificare (publicată sub forma unui regulament al Consiliului) viza accelerarea utilizării energiei din surse regenerabile și prezumă că centralele de energie din surse regenerabile sunt de interes public major, permițând autorizarea mai rapidă a proiectelor privind energia din surse regenerabile și derogări specifice de la legislația UE în domeniul mediului.

În octombrie 2023, actualizarea Directivei privind energia din surse regenerabile (RED) a ridicat obiectivul pentru 2030 privind sursele regenerabile de energie la 42,5 %, iar statele membre fac eforturi să atingă ținta de 45 %. Noua directivă accelerează procedurile de acordarea autorizațiilor pentru noile centrale electrice pe bază de energie din surse regenerabile, cum ar fi panourile solare sau turbinele eoliene, și stabilește termenul maxim pentru aprobarea noilor

instalații la 12 luni în zonele pretabile dezvoltării proiectelor de producere a energiei din surse regenerabile și la 24 de luni în alte zone. În sectorul transporturilor, stabilește: un obiectiv de 29 % pentru ponderea energiei din surse regenerabile până în 2030 sau o reducere cu 14,5 % a emisiilor de gaze cu efect de seră, printr-un consum mai mare de biocombustibili avansați și de combustibili din surse regenerabile de origine nebiologică, cum ar fi hidrogenul. Pentru industrie, directiva introduce un obiectiv obligatoriu de 42 % hidrogen din surse regenerabile în consumul total de hidrogen până în 2030 și de 60 % până în 2035 și un obiectiv orientativ de creștere medie anuală de 1,6 puncte procentuale a surselor regenerabile. Mai introduce și un obiectiv orientativ pentru statele membre de 5 % din capacitatea nou instalată de energie din surse regenerabile din tehnologii inovatoare până în 2030.

La 11 decembrie 2019, prin Pactul verde european, Uniunea s-a angajat să găsească soluții la problemele legate de energie, climă și mediu și să realizeze neutralitatea climatică până în 2050, în conformitate cu Acordul de la Paris. Transformarea sistemului energetic joacă un rol fundamental, deoarece producția și utilizarea energiei reprezintă peste 75 % din emisiile de gaze cu efect de seră din UE.

În iulie și decembrie 2021, pachetul „Pregătiți pentru 55”, un set de propuneri de revizuire și actualizare a legislației UE privind energia, clima și biodiversitatea, a operaționalizat Pactul verde al UE. Pachetul a inclus propuneri la Directiva privind energia din surse regenerabile, Directiva privind eficiența energetică, Directiva privind impozitarea energiei, Directiva privind performanța energetică a clădirilor, pachetul privind piața hidrogenului și a gazelor decarbonizate, Regulamentul privind reducerea emisiilor de metan în sectorul energetic, Fondul social pentru climă și diverse alte propuneri.

În martie și mai 2022, în urma agresiunii Rusiei împotriva Ucrainei, planul REPowerEU a modificat pachetul „Pregătiți pentru 55” pentru a elimina treptat dependența de combustibili fosili ruși. Pe baza planului REPowerEU, UE a adoptat mai multe măsuri, printre care Regulamentul privind autorizarea, care a simplificat și a accelerat procedurile de autorizare a energiei din surse regenerabile punând accentul pe tehnologii și proiecte specifice, cum ar fi energia solară fotovoltaică, eoliană și pompele de căldură, precum și re tehnologizarea.

B. La nivel național

- Legea energiei și gazelor naturale nr. 123/2012 („Legea energiei”) stabilește cadrul legal general aplicabil sectorului electricității și gazelor naturale.
- Legea nr. 220/2008 privind instituirea unui sistem de promovare a producției de energie electrică din surse regenerabile de energie, modificată și completată de Legea nr. 139/2010 și ulterior prin Ordonanța de urgență nr. 88/2011, astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 134/2012, modificată ulterior prin Legea nr. 134/2012; Ordonanța de urgență nr. 57/2013, aprobată prin Legea nr. 23/2014; Ordonanța de urgență nr. 79/2013 și Legea nr. 122/2015.
- Hotărârea Guvernului nr. 1232/2011 privind aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

- Ordinul nr. 48/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licențelor și autorizațiilor în sectorul energiei electrice.
- Ordinul nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.
- Ordinele ANRE.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

În vederea reducerii costurilor de producție și eficientizare, însă cu un aport mare asupra mediului, se dorește instalarea unei centrale fotovoltaice.

Producția de energie va acoperi parțial și uneori integral necesarul Nidec Oradea SRL iar în caz de excedent, se va debita energie activă în rețeaua publică a Distribuitorului local.

2.3.1. Analiza consumului de energie

Nidec Oradea este un consumator energetic, având un consum de energie electrică pentru 12 luni consecutive, de **1241.3800 MWh/an** (inclusiv consumatori suplimentari previzionați pentru investiție, dacă este cazul).

Din motive economice și de reducere a amprentei de carbon vom analiza în acest studiu de fezabilitate investiția în realizarea unui parc fotovoltaic – centrala electrică fotovoltaică (CEF) **pentru consumul propriu al societății.**

2.3.2. Identificarea deficiențelor

Emisii de CO₂ asociate consumului

Deficiențele identificate se referă la emisiile de CO₂ realizate din consumul de energie electrică facturat în anul de referință, cu un factor de emisii de CO₂ de **611.9 kg CO₂/MWh** care duce la un nivel al emisiilor de CO₂ pentru energie consumată în anul de referință de **759.60 tone CO₂.**

Costul asociat achiziției de energie electrică

Evenimente geopolitice sau naturale pot afecta stabilitatea furnizării și costurile energetice la nivel global. Prețurile energiei electrice provenite din surse convenționale, precum cele bazate pe combustibili fosili, pot fi influențate de fluctuațiile prețului petrolului și al gazelor naturale. Istoric ne-am confruntat recent cu o astfel de situație care a condus la un varf istoric al prețului energiei electrice marcat de contextul războiului din Ucraina. Schimbările în politicile energetice la nivel mondial pot influența accesul și costul resurselor energetice.

2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

2.4.1. Analiza cererii

Potrivit Prognozei echilibrului energetic 2022-2026, publicată de Comisia Națională de Strategie și Prognoză (<https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Proгноza-echilibrului-energetic.pdf>), balanța energetică a României în istoric și prognoză se prezintă după cum urmează:

BALANȚA ENERGETICĂ

-sinoptic-

Indicatori	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. RESURSE ENERGETICE	43238	44117	41389	43192	42747	42620	42620	42975	43325
1.1. Resurse de energie primară, din care:	41647	42702	40016	41824	41377	41250	41250	41605	41955
1.1.1. Producție	24979	24536	22350	22999	22473	22780	22615	22620	22705
1.1.2. Import	14168	15910	14014	15948	16420	15730	15920	16305	16600
1.1.3. Stoc la începutul anului	2500	2256	3651	2877	2484	2740	2710	2680	2655
1.2. Stoc de energie în transformare	1591	1415	1373	1368	1370	1370	1370	1370	1370
2. DESTINAȚII	43238	44117	41389	43192	42747	42620	42620	42975	43325
2.1. Consum intern, din care:	33510	33016	32171	34101	33290	32715	32935	33290	33675
2.1.1. Consumul în sectorul energetic	3181	3023	3050	3013	2794	2745	2755	2760	2760
2.1.2. Pierderi	1002	895	870	867	819	790	765	735	710
2.1.3. Disponibil pentru consumul final	25103	25103	25127	26911	24904	25795	27240	27690	28435
2.2. Export	6051	5971	5062	5256	5345	5825	5635	5660	5655
2.3. Stoc la sfârșitul anului	3677	5130	4156	3834	4112	4080	4050	4025	3995

Sursa: Institutul Național de Statistică pentru perioada 2018 – 2021, Date provizorii pentru Principalele Resurse de energie primară în 2022

Comisia Națională de Strategie și Prognoză pentru perioada 2022 – 2026.

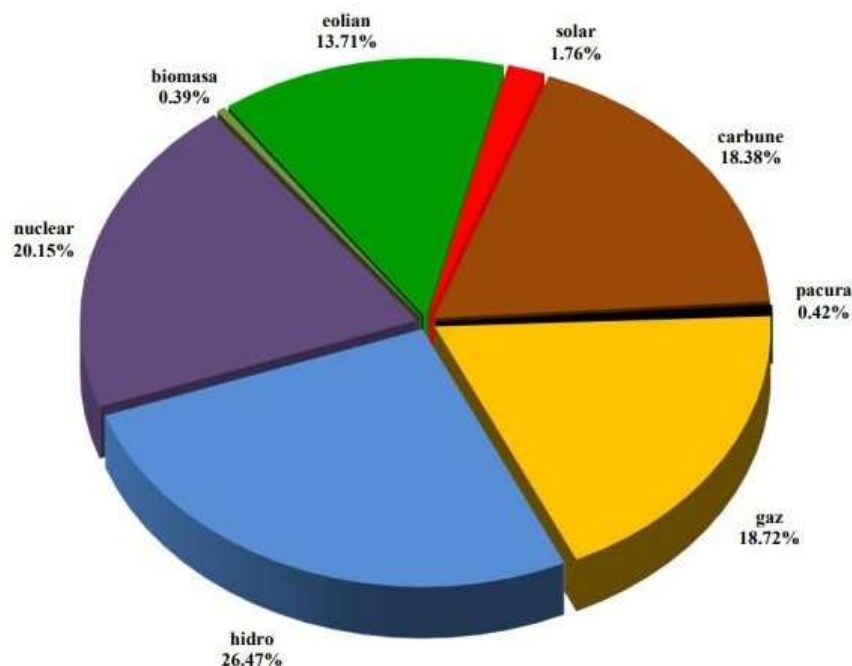
Notă: Prognoza echilibrului energetic se elaborează în corelație cu prognoza macroeconomică și are, în general, aceeași periodicitate de actualizare și orizont de timp cu aceasta.

Se observă o evoluție relativ constantă a producției interne și consumului final de energie, cu o ușoară tendință de creștere în 2023 față de 2022.

În ultimul raport de monitorizare a pieței de energie electrică publicat de ANRE – luna decembrie 2022, ponderea energiei electrice din resursă solară în totalul energiei livrate în rețele de producătorii dispeceriați la nivelul anului 2022 era de 1,76%.

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

**Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele
de producătorii cu unități dispecerizabile
-ANUL 2022-**



2.4.2. Prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii

Cresterea anuală anticipată

Analizele de piață și economice indică o creștere anuală a cererii de energie electrică, iar această tendință ar putea persista pe termen mediu și lung. Activitatea macroeconomică la nivelul anului 2022 a înregistrat o creștere solidă de 4,7% în condiții dificile cauzate de continuarea crizei energetice manifestată încă din a doua parte a anului anterior, ca urmare a redresării cererii globale, criză amplificată de șocul declanșării conflictului între Rusia și Ucraina.[4], [5].

În perioada următoare, prognozele indică creșteri ale surselor de producere a energiei regenerabile, mai însemnate pentru energia solară, datorate în principal reducerii costurilor pentru energia eoliană. Pentru hidroenergie tendințele sunt de scădere și menținere constantă până în 2030.

Prognoze pe termen lung

Potrivit Strategiei energetice a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, publicată pe site-ul Ministerului Energiei, promovarea surselor regenerabile de energie reprezintă un obiectiv important pentru România la nivelul anului 2030 în contextul tranziției către energia verde, curată. România și-a stabilit obiectivul de a atinge o pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 30,7%, ținând cont de particularitățile naționale, față de o pondere de 24,4% în 2020.

Potrivit aceleiași surse, consumul final brut de energie electrică din surse regenerabile va crește de la 2.228,4 ktep, din care 170,4 ktep din surse solare, în 2020 la 3.175,2 ktep, din care 632,6 ktep din surse solare, în 2023, deci o creștere de aproape 4 ori a producției din sursă solară.

De asemenea, se menționează că cererea de energie a gospodăriilor pentru gătit, încălzire, iluminat, electronice și electrocasnice, este de așteptat să crească foarte puțin, ca urmare a adoptării treptate a noilor tehnologii de ecodesign, cu consum specific tot mai scăzut.

Factorii care stau la baza prognozelor privind cererea de energie electrică în România sunt economici, demografici, tehnologici, industriali.

Cresterea economica

Evaluarile macroeconomice indică o creștere stabilă a economiei românești pe termen mediu și lung. Această creștere este adesea asociată cu o cerere sporită de energie electrică, în special în sectoarele industriale și de servicii.

Creșterea populației urbane

Urbanizarea continuă și creșterea populației urbane pot influența semnificativ cererea de energie electrică, deoarece mediile urbane tind să consume mai multă energie. Având în vedere că România ocupă un loc fruntas în cadrul Uniunii Europene la procenul de populație rurală, tendințele sunt de migrare a populației din rural spre urban, ceea ce se anticipează că va conduce la o creștere de energie electrică.

Eficiența energetică în industrie

Îmbunătățirile în eficiența energetică pot atenua creșterea cererii în sectorul industrial, dar pot simultan stimula creșterea în alte sectoare.

Analiza cererii de energie electrică în România indică o evoluție complexă, influențată de factori economici, tehnologici și de politici energetice. Prognozele pe termen mediu și lung evidențiază o creștere a cererii, dar și o schimbare în structura surselor de producție.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Se urmărește reducerea amprente de emisii de gaze cu efect de seră, în principal CO₂ și a costurilor determinate de consumul de energie electrică.

Realizarea unei investiții într-o centrală fotovoltaică implică atingerea unor obiective strategice și operaționale clare.

Obiectivul general al proiectului este instalarea unei capacități noi de producție energie din surse solare, în vederea asigurării unei părți a consumului propriu de energie al societății din surse regenerabile.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt:

1. Instalarea și punerea în funcțiune a unei capacități pentru generarea de energie electrică din surse regenerabile solare **de 0,4000 MW**.
2. Reducerea emisiilor de dioxid de carbon în atmosferă, generate de sectorul energetic, prin substituirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an pentru producerea energiei.
3. Sustinerea necesarului de energie electrică pentru desfășurarea activităților proprii, prin consumul din producția de energie electrică din sistemul fotovoltaic.

Rezultatele obținute în urma realizării acestor obiective includ:

1. **Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO₂) specifice consumului de energie electrică;**
2. **Reducerea riscului asociat fluctuațiilor de pret ale energiei electrice;**
3. **Reducerea cantității de energie electrică absorbită din sistemul energetic național;**
4. **Dezvoltarea economică a beneficiarului investiției;**
5. **Producerea de energie din surse regenerabile;**
6. **Protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;**
7. **Reducerea dependenței de resursele de energie primară (în principal combustibili fosili);**
8. **Crearea de noi locuri de muncă prin realizarea capacităților de producere a energiei din surse neconvenționale / regenerabile;**
9. **Contribuie la atingerea țintelor strategice a României, ca până în anul 2023 sursele regenerabile să ocupe 34% din mixul energetic național;**
10. **Generarea sustenabilă de energie;**
11. **Diversificarea mixului energetic;**
12. **Creșterea gradului de independență energetică a societății.**

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

3.1. Particularități ale amplasamentului

Amplasament investitie:

Str. Petre P. Carp 20 , localitate Oradea, județ Bihor.

Amplasare panouri: **Pe clădire; suprafața este acoperitoare pentru investiția propusă.**

3.1.1. Amplasament: “Nidec Oradea”– Scenariu 1

a) Descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz):

Tabel 3.1. Caracteristici amplasament scenariul 1

Teren	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Tip teren (intravilan/extravilan)	Regim juridic teren	Suprafața teren (mp)
1	202178	Oradea	202178	Intravilan	Teren proprietate privată - aflat in proprietatea beneficiarului	160201

Clădire	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Localizare (intravilan/extravilan)	Regim juridic clădire	Suprafața construita clădire (mp)
1	202178	Oradea	202178-C1	Intravilan	Clădire proprietate privată - aflat in proprietatea beneficiarului	17070

Amplasamentul investiției:

- servituti: nu este cazul;
- drept de preempțiune: nu este cazul;
- zona de utilitate publica: nu este cazul;

- informatii/obligatii/constrangeri extrase din documentatiile de urbanism: nu este cazul;
- situat in zona cu patrimoniu sau potential arheologic: nu este cazul;
- situri arheologice clasate ca monumente istorice: nu este cazul;
- zona protejata: nu este cazul;
- zona Natura 2000: nu este cazul;

La aceasta locatie, entitatea **Nidec Oradea** desfasoara activitati de **Fabricarea echipamentelor de ventilatie si frigorigice, exclusiv a echipamentelor de uz casnic.**

b) Relatii cu zone invecinate, accesuri existente si/sau cai de acces posibile;

În vecinătatea terenului nu se găsesc zone care ar putea avea un impact negativ asupra investiției sau asupra cărora investiția să aibă un impact negativ.

Accesul se realizeaza pe căile de acces la drumurile publice din imediata vecinătate a terenurilor mentionate.

Accesul se face de pe strada Petre P. Carp nr.20,

c) Orientări propuse fata de punctele cardinale si fata de punctele de interes naturale sau construite:

În documentul de carte funciară, punctele cardinale sunt specificate într-un mod clar și convențional. Ele sunt indicate folosind denumiri standardizate pentru fiecare punct cardinal:

Nord (N): Direcția către Polul Nord geografic.

Sud (S): Direcția opusă Nordului, către Polul Sud geografic. Est

(E): Direcția în care Soarele răsare.

Vest (V): Direcția în care Soarele apune.

Aceste denumiri sunt utilizate pentru a indica orientarea terenului în documentele de carte funciară. Ele sunt reprezentate sub formă de săgeți sau indicații verbale, iar terenul este orientat în raport cu aceste puncte cardinale.

d) Surse de poluare existente in zona:

Nu este cazul.

Amplasamentul si zonele invecinate nu prezinta surse de poluare cum ar fi compuşii nedegradabili - diclor-difenil-triclorethanul, dioxinele, bifenilii policloruraţi (BPC) şi

materialele radioactive care pot să ajungă la niveluri periculoase de acumulare și pot să urce în lanțul trofic prin intermediul animalelor.

În zonă nu au fost identificate surse de poluare.

e) Date climatice si particularități de relief:

Factorii climatici luați în considerare în cadrul etapei de examinare sunt următorii:

- ❖ Inundații
- ❖ Ruperi de nori
- ❖ Seceta
- ❖ Valuri de căldură
- ❖ Valuri de frig/îngheț
- ❖ Incendii forestiere
- ❖ Furtuni, uragane și rafale de vânt
- ❖ Alunecari de teren

Aceștia sunt cel mai frecvent utilizați factori de analiză în literatura de specialitate și se pot manifesta cu o anumită probabilitate în regiunea în care se implementează proiectul de investiții.

Inundațiile se referă la ieșirea din matcă a cursurilor de apă (inundații fluviale și viituri rapide) și au, în general, o probabilitate redusă de a afecta proiectele de infrastructură întrucât, pe de o parte, aceste proiecte nu sunt amplasate, de cele mai multe ori, în imediata apropiere a cursurilor de apă, iar pe de altă parte, în majoritatea zonelor au fost efectuate lucrări de amenajări hidrotehnice cu rol de apărare împotriva inundațiilor.

Inundațiile constituie fenomene naturale, și, din cele 20 de tipuri de hazarde ce sunt considerate dezastre naturale, ocupă primul loc în ceea ce privește răspândirea geografică, număr de evenimente și număr de persoane afectate.

Inundațiile fluviale sunt generate de revărsarea apei unui organism fluvial peste limitele albiei minore în spațiul albiei majore. Ele pot fi provocate de mai multe cauze, precum: precipitațiile bogate, creșterea nivelului apei ca urmare a degradării albiei prin aluvionare, blocaje de gheață, ruperea digurilor și barajelor ș.a.

Viiturile rapide sunt viiturile care se produc în timp scurt și sunt caracterizate de creșteri bruște de niveluri și debite. Caracteristica principală a viiturilor rapide constă în faptul că au timpi de creștere de maxim 4 - 6 ore, producându-se în bazine hidrografice mici.

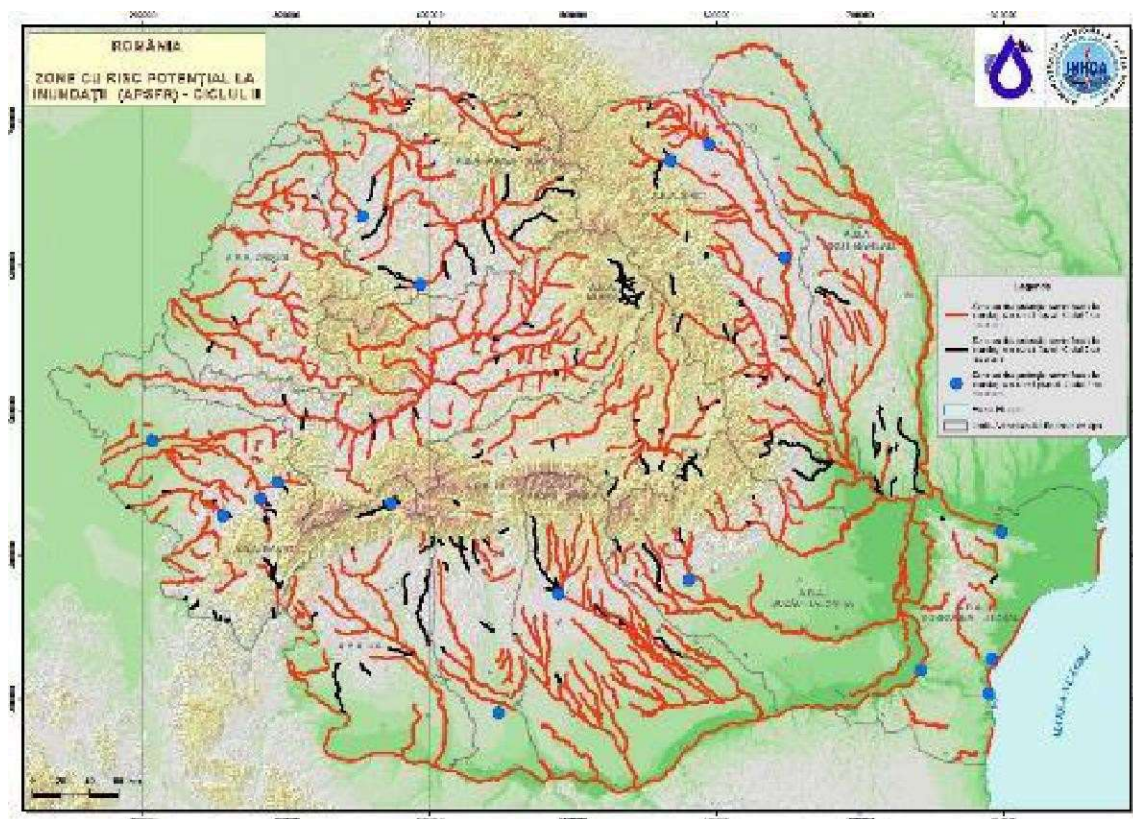


Figura 6. Zone cu risc potențial semnificativ la inundații (sursa: Planul național de management al riscurilor la dezastre, Comitetul Național pentru Situații de Urgență, București, 2020)

Ruperile de nori reprezintă căderi abundente de precipitații într-o perioadă scurtă de timp, ce pot provoca inundații de suprafață și pot afecta elementele de infrastructură (de exemplu, acoperișul clădirilor). Totuși, având în vedere că acestea sunt fenomene izolate în regiunea analizată, influența asupra proiectelor de infrastructură este redusă.

Prezentăm mai jos o reprezentare grafică a cantităților de precipitații la nivelul județului Bihor, în istoric anual (1971-2000), dar și o prognoză pentru perioada 2023-2050.

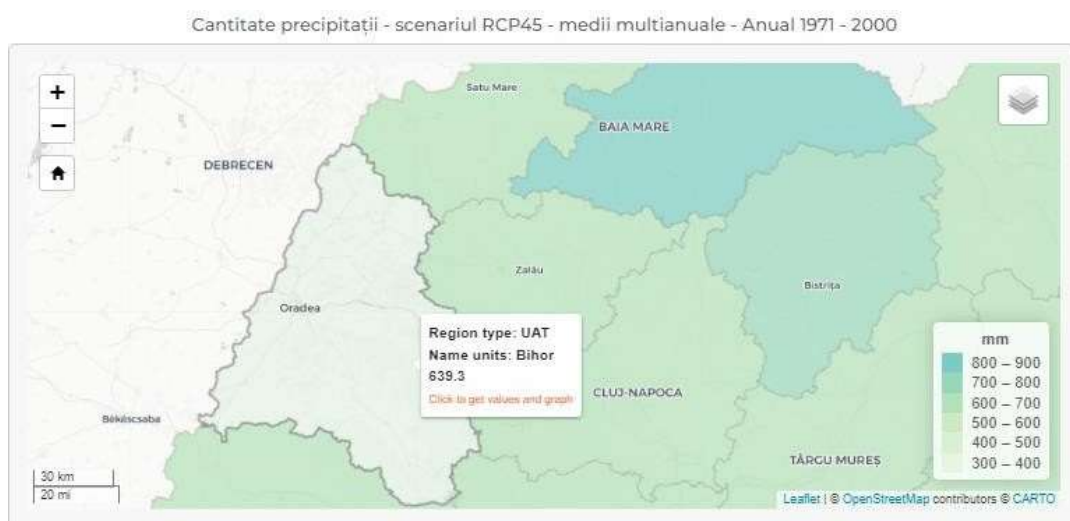


Figura 7. Cantitatea de precipitații – medii multianuale 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că în județul Bihor cantitatea medie istorică de precipitații s-a situat la nivelul decca 600 mm anual situându-se în zona mediana la nivel național.

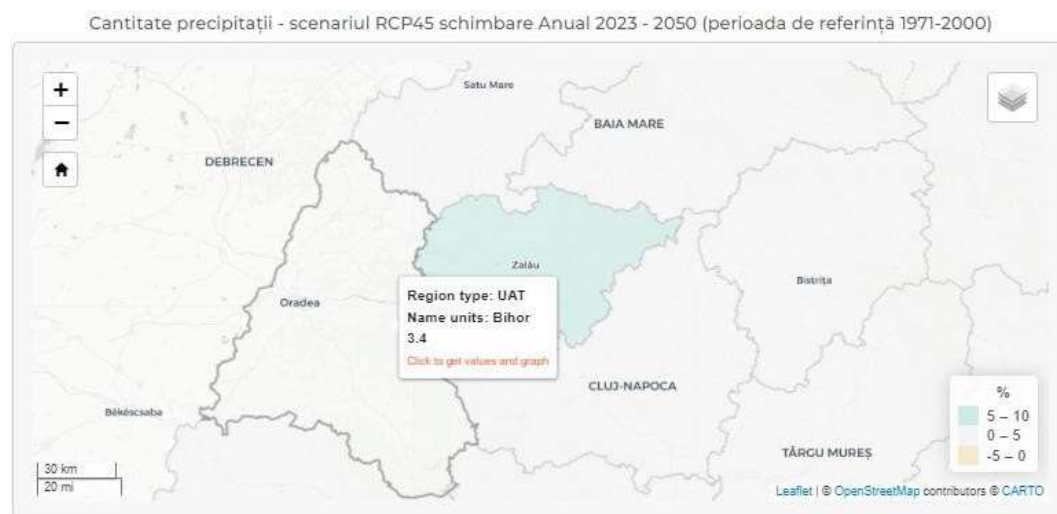


Figura 8. Cantitatea de precipitații – evoluții medii multianuale 2023-2050 față de 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că tendința mediilor multianuale ale precipitațiilor pe teritoriul județului Bihor este de creștere față de nivelurile istorice, practic putem vorbi de o creștere ușoară până în anul 2050.

Seceta este studiată din două perspective, și anume seceta meteorologică (fenomenul natural determinat de precipitațiile situate sub valorile normale) și seceta hidrologică (reducerea rezervelor de apă prin coborârea nivelului apelor subterane sub nivelul optim de exploatare).

În figura următoare este prezentată situația suprafețelor teritoriului național afectate de secetă.

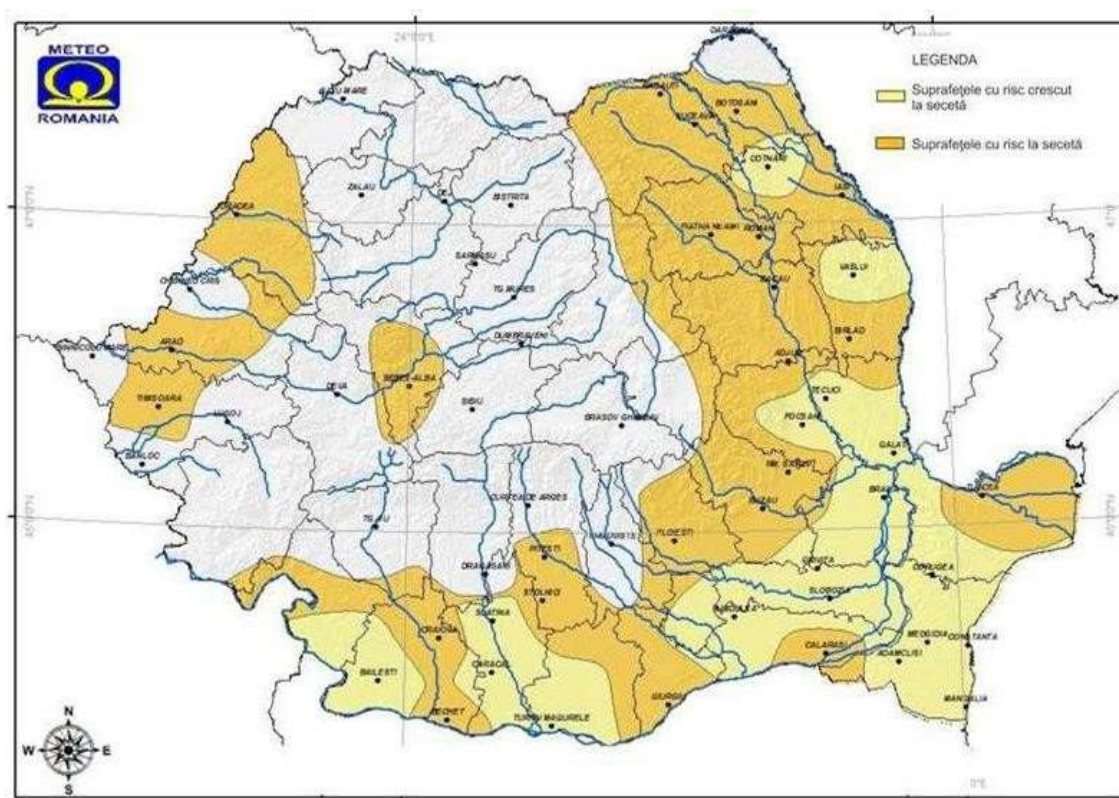


Figura 9. Suprafețele de teren din România afectate de secetă (sursa: a VII-a Comunicare Națională privind schimbările climatice, decembrie 2017)

Se observă că teritoriul județului Bihor prezintă risc scăzut și mediu de seceta.

Valurile de căldură. În contextul schimbărilor climatice, sunt perioade extinse de temperaturi anormal de ridicate și, adesea, de umiditate ridicată. În contextul schimbărilor climatice, aceste fenomene devin mai frecvente, mai intense și mai prelungite. Un val de căldură este definit de obicei ca o perioadă de temperaturi mult mai ridicate decât media pentru o anumită perioadă și locație. Aceste perioade pot varia de la câteva zile la câteva săptămâni.

În timp ce valurile de căldură au avut loc și în trecut, existența lor crește în frecvență și intensitate odată cu încălzirea globală. Schimbările climatice, cauzate de creșterea concentrațiilor de gaze cu efect de seră în atmosferă, contribuie la temperaturi medii globale mai ridicate, ceea ce face mai probabilă apariția valurilor de căldură.

În acest context, este important de analizat evoluția temperaturilor medii multianuale pe istoric și previziunile pentru următoarea perioadă, reprezentate în figurile următoare:

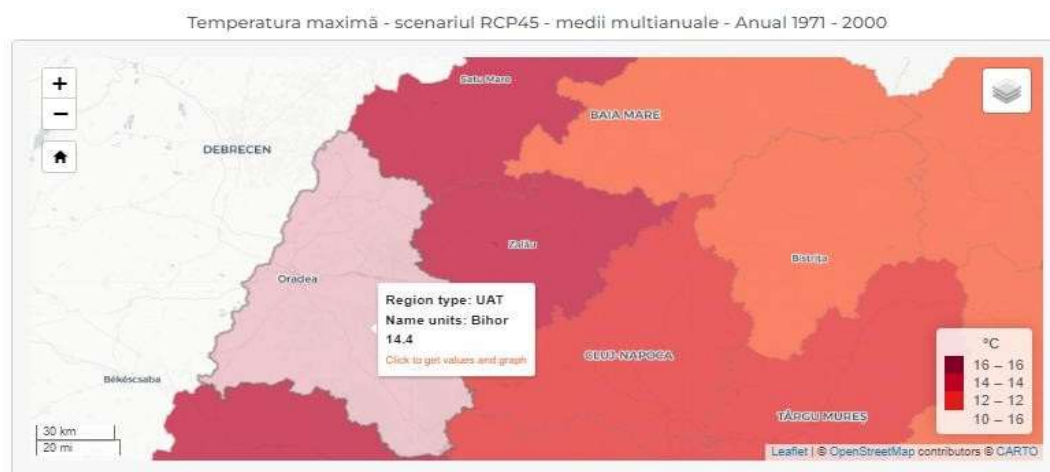


Figura 10. Mediile multianuale ale temperaturilor maxime în județul Bihor, în perioada 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

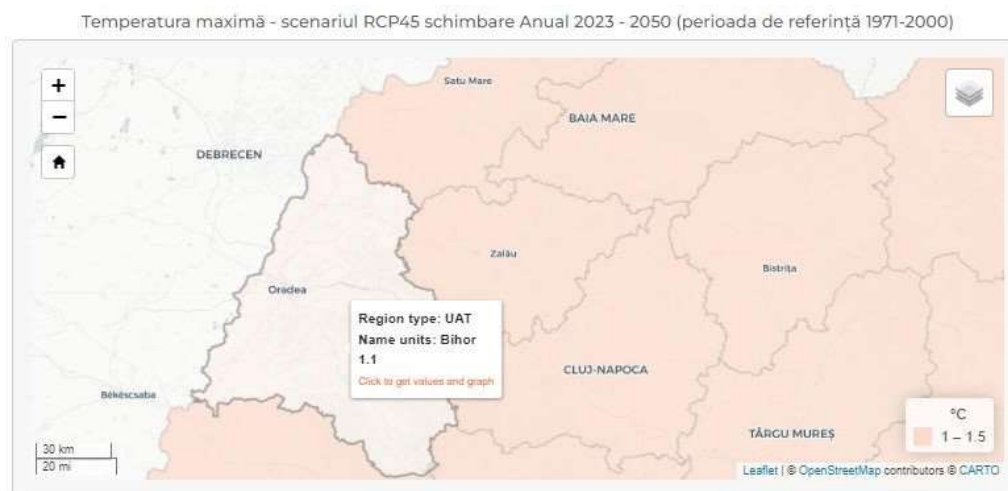


Figura 11. Variația mediilor multianuale ale temperaturilor maxime în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile istorice ale temperaturilor maxime din județul Bihor s-au ridicat la peste 14 °C, în zona superioară la nivel național, fiind prevăzută o creștere medie de peste 1 °C până în anul 2050, în contextul fenomenului de încălzire globală.

Valurile de frig/îngheț, în contextul schimbărilor climatice, sunt perioade de temperaturi anormal de scăzute care pot avea efecte semnificative asupra mediului, sănătății umane și economiei. Deși schimbările climatice sunt adesea asociate cu încălzirea globală, acestea pot, de asemenea, influența și intensifica anumite evenimente meteorologice extreme, inclusiv valurile de frig.

Valurile de frig sunt caracterizate de temperaturi extrem de scăzute care pot dura de la câteva zile la câteva săptămâni. Acestea pot fi însoțite de fenomene precum ninsori abundente, gheață și viscol.

În timp ce conceptul de "încălzire globală" sugerează un climat în general mai cald, schimbările climatice afectează și modelele meteorologice, ducând la o variație mai mare și evenimente meteo extreme, inclusiv valuri de frig. De exemplu, schimbările în circulația atmosferică pot duce la pătrunderea aerului arctic mai departe spre sud, cauzând valuri de frig în regiuni care altfel ar avea ierni blânde.

În figurile următoare prezentăm evoluția mediilor multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, pe istoric și în prognoză.

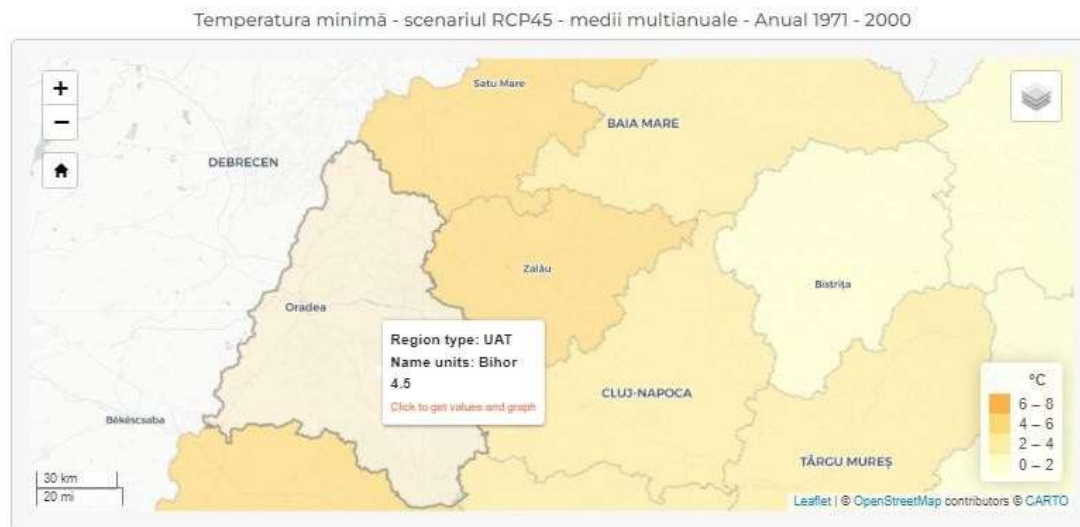


Figura 12. Mediile multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, în perioada 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

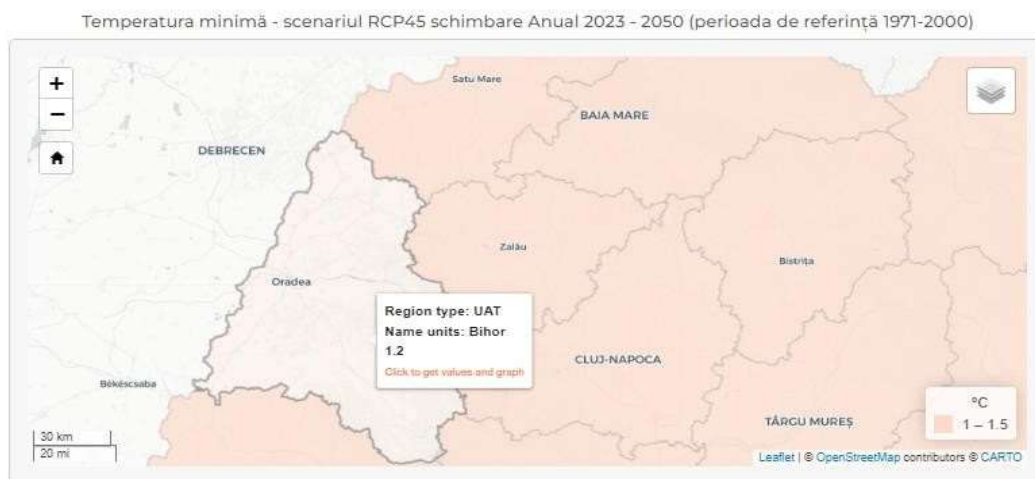


Figura 13. Variația mediilor multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile istorice ale temperaturilor minime din județul Bihor au crescut până 4,5 °C, în intervalul mediu-superior la nivel național, fiind prevăzută o creștere medie de peste 1 °C până în anul 2050, în contextul fenomenului de încălzire globală.

Incendiile forestiere/de vegetatie s-au produs cu diferite frecvențe, intensități (energia arderii) și severități (pierderile de materie organică rezultate în urma arderii) în diferite regiuni și perioade de timp. Pe teritoriul României, conform datelor statistice, impactul social al unor astfel de incendii este foarte mic, deoarece se produc în zone nepopulate sau cu o densitate mică a populației, lucru ce generează un număr nul sau foarte redus de persoane decedate sau rănite și pagube materiale și financiare relativ minore fără a fi afectate construcții și alte bunuri publice sau private situate în afara fondului forestier. Cu unele excepții, în România, clădirile sunt situate departe de marginea pădurii, ceea ce înseamnă că, în general, impactul incendiilor de pădure asupra activităților economice este scăzut.

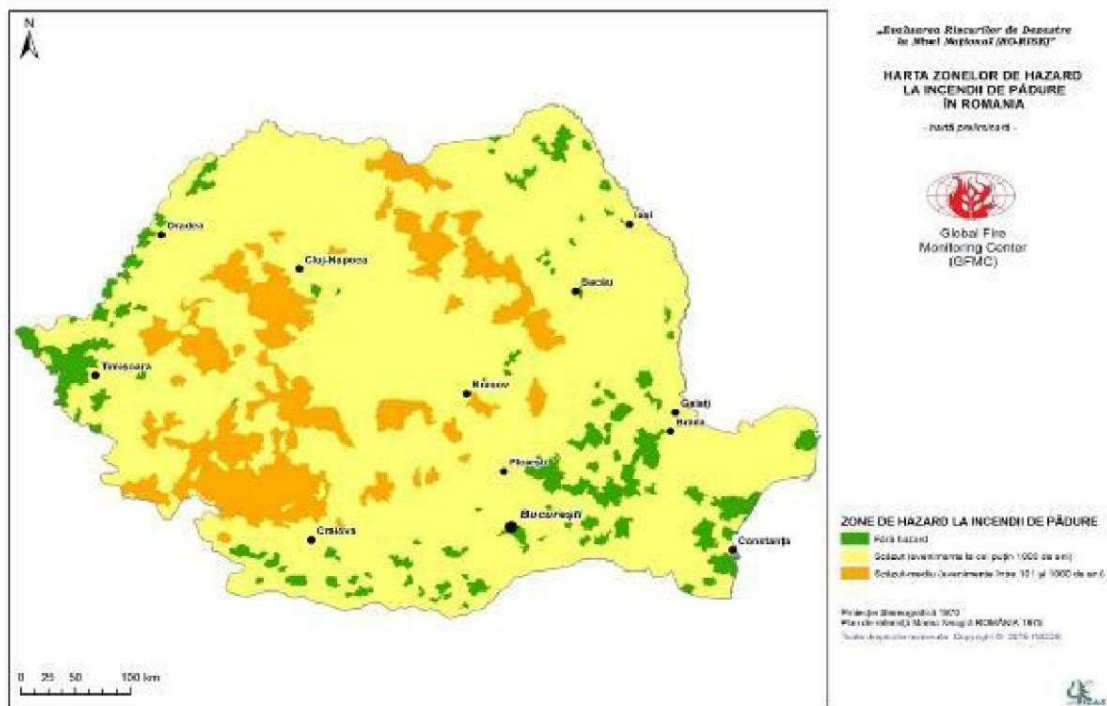


Figura 14. Zone de hazard la incendii de pădure (sursa: Planul național de management al riscurilor la dezastre, Comitetul Național pentru Situații de Urgență, București, 2020)

Se observă că județul Bihor se găsește într-o zonă de risc scăzut la incendii de pădure.

Furtunile, uraganele și rafalele de vânt sunt evenimente meteorologice extreme care sunt influențate de schimbările climatice în moduri complexe. Furtunile, care pot include ploi torențiale, tunete și fulgere, sunt influențate de încălzirea atmosferei și a oceanelor. Încălzirea globală duce la creșterea evaporării apei, ceea ce înseamnă că există mai multă umiditate în atmosferă. Acest lucru poate duce la precipitații mai intense în timpul furtunilor. În plus, modelele climatice schimbate pot influența frecvența și intensitatea furtunilor în diferite regiuni ale lumii.

Uraganele (sau ciclonii și taifunurile, în funcție de regiune) sunt furtuni tropicale puternice care se formează deasupra oceanelor calde. Temperatura mai ridicată a suprafeței mării, ca rezultat al încălzirii globale, poate duce la creșterea intensității uraganelor. În timp ce legătura dintre schimbările climatice și frecvența uraganelor este încă un subiect de cercetare, este clar că impactul și intensitatea acestora se intensifică datorită încălzirii globale. Uraganele nu sunt fenomene specifice teritoriului României.

Rafalele de vânt sunt evenimente severe generate de schimbările în modelele de circulație atmosferică. Acestea pot include vânturi puternice asociate cu furtuni frontale, furtuni severe și chiar fenomene meteorologice mai neobișnuite, cum ar fi tornadele.

Figurile următoare prezintă evoluția vitezelor vântului la rafală în județul Bihor, pe istoric și înprognoză până în anul 2050.

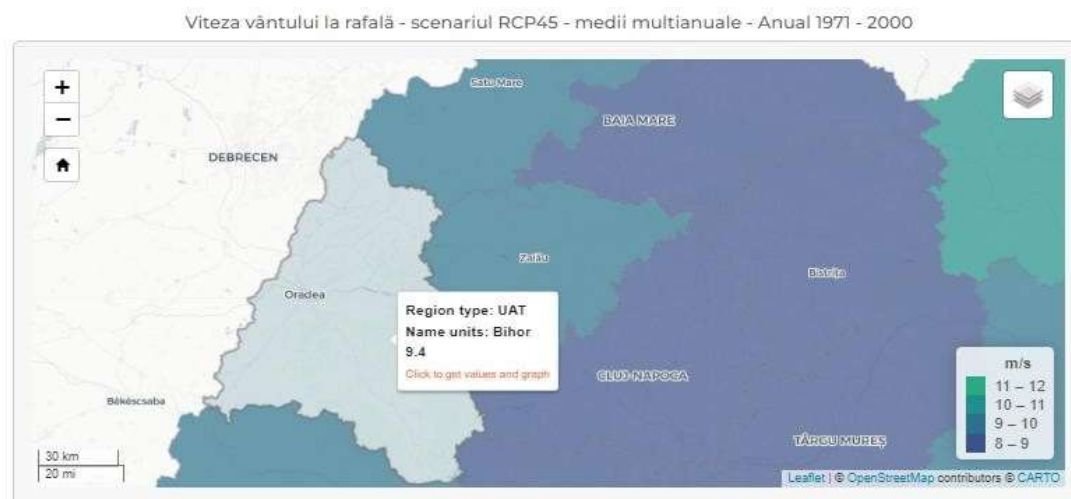


Figura 15. Valoarea mediilor multianuale ale vitezei vântului la rafală în județul Bihor, în perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

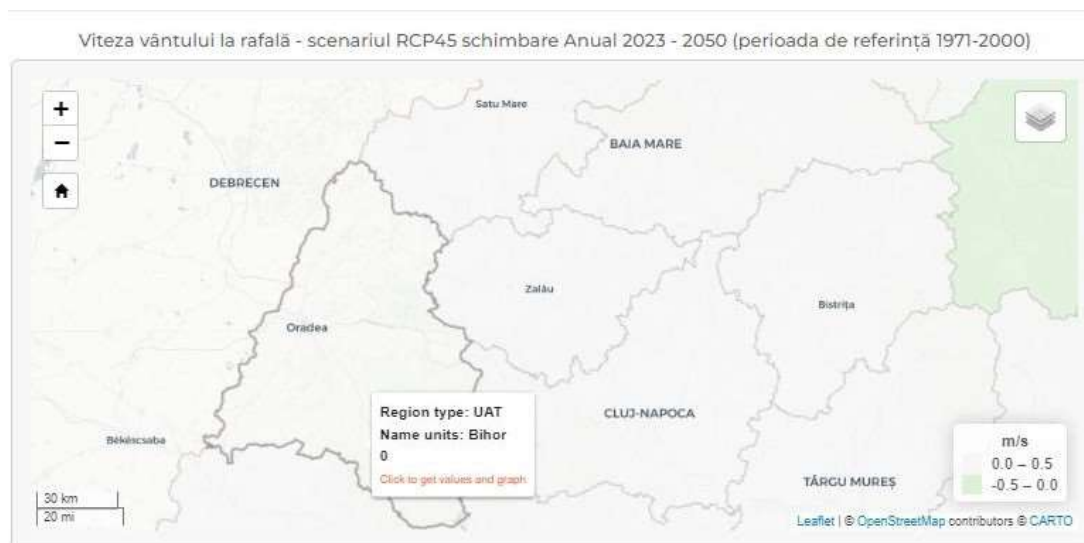


Figura 16. Variația mediilor multianuale ale vitezei vântului la rafală în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile multianuale se află în partea inferioară a intervalului valabil pentru țara noastră, iar pentru viitor nu se prognozează o creștere a acestor medii.

Alunecările de teren sunt fenomene naturale, care se produc pe versanții dealurilor, prin deplasarea rocilor de-a lungul pantei sau lateral, ca urmare a ploilor torențiale, cutremurelor sau altor fenomene sau acțiuni umane. Acestea pot produce și distrugerea unor baraje sau pot bara cursul apelor curgătoare, ceea ce determină crearea unor lacuri de acumulare permanente sau temporare. De asemenea, pot afecta grav infrastructura și gospodăriile populației.

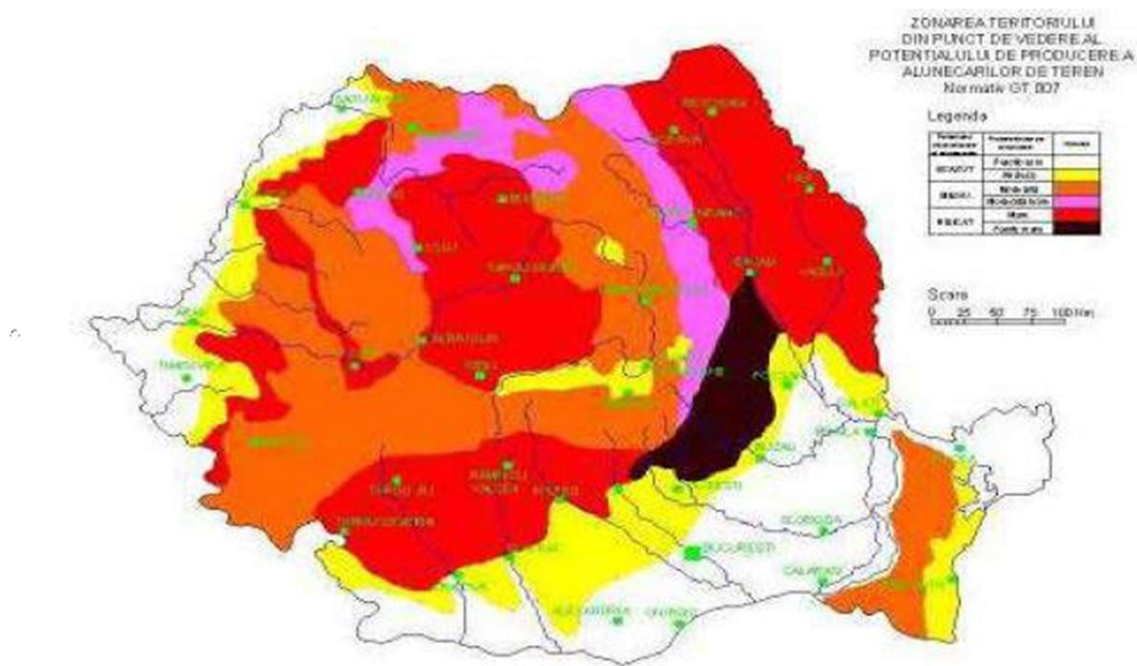


Figura 17. Harta cu potențialul de producere a alunecărilor de teren, conform normativului GT 007

Se observă că județul Bihor se găsește într-o zonă cu risc mediu de producere a alunecărilor de teren, însă acest risc se va evalua diferit în funcție de locația analizată.

f) Existenta unor:

-rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate

– nu este cazul, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus nu sunt necesare relocări / protejări de rețele edilitare. Construcția CEF și amplasarea acesteia nu interferează cu liniile electrice aeriene, linii electrice subterane, cabluri de comunicare, respectiv afluentul de apă uzată / canal centrală epurare.

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

– nu este cazul.

- existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție

– nu este cazul.

-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 - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

Opțiunea 1 – panouri amplasate pe clădiri

Studiul geotehnic nu este necesar în cazul amplasării pe construcții existente. Expertiză tehnică de rezistență și stabilitate este luată în considerare de către ofertanți pentru soluțiile de montare pe construcții existente.

(i) date privind zona seismică:

Conform normativului P100-92 și STAS 11100/1-77 beneficiarul se situează în zona seismică fără riscuri majore.

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

- nu este cazul

(iii) date geologice generale:

- nu este cazul

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

- nu este cazul

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

- nu este specificat risc de cutremur, alunecare de teren sau inundații

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

Media anuală a precipitațiilor căzute (calculate pe întreg teritoriul) este de 637 mm anual.

Conform STAS 1709/1-90 și Normativului PD 177-2001 beneficiarul, se înscrie în zona de tip climateric II, cu indicele de umiditate $I_m = 0 \dots 20$.

Valoarea maximă a indicelui de îngheț, conform STAS 1709/1-90 se poate lua $I_{30}^{mx} = 500$, iar valoarea medie se poate considera $I_{med}^{3/30} = 450$.

3.1.2. Amplasament: “Nidec Oradea” – Scenariu 2

Având în vedere locația realizării celor două scenarii (locație identică) vom reproduce indicatorii din scenariul 1.

a) Descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz):

Tabel 3.2. Caracteristici amplasament scenariu 2

Teren	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Tip teren (intravilan/extravilan)	Regim juridic teren	Suprafața teren (mp)
1	202178	Oradea	202178	Intravilan	Teren proprietate privată - aflat în proprietatea beneficiarului	160201

Clădire	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Localizare (intravilan/extravilan)	Regim juridic clădire	Suprafața construită clădire (mp)
1	202178	Oradea	202178-C1	Intravilan	Clădire proprietate privată - aflat în proprietatea beneficiarului	17070

Amplasamentul investiției:

- servituti: nu este cazul;
- drept de preemțiune: nu este cazul;
- zona de utilitate publica: nu este cazul;
- informatii/obligatii/constrangeri extrase din documentatiile de urbanism: nu este cazul;
- situat în zona cu patrimoniu sau potențial arheologic: nu este cazul;
- situri arheologice clasate ca monumente istorice: nu este cazul;
- zona protejata: nu este cazul;
- zona Natura 2000: nu este cazul;

Informațiile privind particularitățile amplasamentului sunt identice cu cele de la scenariul 1, au fost descrise și se regăsesc inserate la secțiunea 3.1.1. b)-g).

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic

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

Obiectivul de investiții:

Centrala electrica fotovoltaica CEF utilizata în scopul producerii locale de energie regenerabilă prin conversia energiei solare în energie electrică. Energia solară este o sursă de energie gratuită pe care o putem exploata fără să poluăm planeta. Panourile fotovoltaice pot fi instalate la sol - pe suprafața unui teren sau pe acoperisul unei clădiri sau chiar pe fațada acestora.

3.2.1. Scenariul 1 - “Nidec Oradea”

Caracteristici tehnice ale obiectivului de investiții

- Producția medie de energie electrică din surse regenerabile: **506.2296 MWh/an**

Caracteristici panouri

- Numar panouri : **750 panouri**

- Putere instalată panou: **640 W**
- Cod panou: **AIKO G640-MCH72Dw-640W**
- Degradarea generării în primul an: **1%**
- Degradarea anuală a generării după primul an: **0.35%**
- Putere instalată totală panouri: **480 kWp**

Caracteristici invertoare

Tip inverter	Cantitate	Putere inverter(kW)
Huawei SUN2000 100KTL-M2	4	100
Putere totală		400.00 kW

Capacitatea nou instalată pentru energia din surse regenerabile de energie solară

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, puterea instalată CEF reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii din invertore (puterea în curent alternativ). În situația în care puterea în invertore este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și ajutorului de stat solicitat.

Comparând capacitatea obținută însumând puterea din invertore cu capacitatea obținută însumând puterea panourilor observăm că puterea din invertore are o valoare mai mică decât cea din panouri, așadar vom lua în considerare în continuare puterea instalată CEF ca fiind puterea obținută prin însumarea puterilor AC ale invertorelor.

- Putere instalată CEF: **400.00 kW**

Caracteristici constructive CEF

A fost propusă o centrală electrică fotovoltaică formată din 750 panouri fotovoltaice, de tip monocristalin, o putere de 640 Wp, sau similar cu condiția de a respecta puterile proiectate rezultând o putere instalată totală de 400kWp.

Montajul se va face pe o structură metalică.

Pentru transformarea tensiunii electrice de curent continuu produsă de panourile în curent alternativ se va utiliza 4 buc invertore de minim 100kVA sau similar cu condiția de a respecta puterile proiectate.

3.2.2. Scenariul 2 - “Nidec Oradea”

Caracteristici tehnice ale obiectivului de investiții

- Producția medie de energie electrică din surse regenerabile: **506.2277 MWh/an**

Caracteristici panouri

- Numar panouri : **733 panouri**
- Putere instalata panou: **655 Wp**
- Cod panou: **AIKO SOLAR 655 W Dual-glass Bifacial**
- Degradarea generarii in primul an: **1%**
- Degradarea anuala a generarii dupa primul an: **0.4%**
- Putere instalată totală panouri: **480.115 kWp**

Caracteristici invertoare

Tip inverter	Cantitate	Putere inverter(kW)
Inverter On Grid trifazat, Model Fronius Tauro ECO 100-3-D inverter	4	100
Putere totală		400.00 kW

Capacitatea nou instalată pentru energia din surse regenerabile de energie solară

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, puterea instalată CEF reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii din invertore (puterea în curent alternativ). În situația în care puterea în invertore este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și ajutorului de stat solicitat.

Comparând capacitatea obținută însumând puterea din invertore cu capacitatea obținută însumând puterea panourilor observăm că puterea din invertore are o valoare mai mica decât

cea din panouri, aşadar vom lua în considerare în continuare puterea instalată CEF ca fiind puterea obţinută prin însumarea puterilor AC ale invertoarelor.

- Putere instalata CEF: **400.00 kWp**

Caracteristici constructive CEF

Proiectul cuprinde panouri de inalta-eficienta, cu celule de tip TOPCon cu o putere de 640 Wp per fiecare panou fotovoltaic. Invertoarele propuse sunt Huawei de 100 kW, cu o eficienta de pana la 98,4%.

Sistemul fotovoltaic va avea o tensiune de intrare DC de maxim 1100V pe partea generatoarelor si o tensiune de iesire AC din invertoare de 400V.

In cadrul proiectului au fost incluse produse cu performanta si fiabilitate ridicate, de la producatori globali, cu traditie pe piata de sisteme fotovoltaice.

In stadiul de negociere a contractului este posibil sa fie propuse diferite configuratii similare ale sistemului sau echipamentelor, care vor fi discutate si prezentate. Acest lucru se datoreaza si variatiei disponibilitatii de stocuri pe piata de panouri fotovoltaice si de invertoare.

Diferențiator tehnic oferte

Propunem Oferta Nr. 1 a se folosi la elaborarea Proiectului dat fiind ca valoarea financiara este semnificativ mai mica la VOLT EVSE DISTRIBUTION SRL comparativ cu SOLAR PROD ECOINVENT SRL.

3.3. Costuri estimative ale investiției

Costurile pentru realizarea obiectivului de investiții au fost estimate pe baza prețurilor existente pe piață la momentul elaborării studiului de fezabilitate, corelate cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții, aplicate la cantitățile de lucrări estimate.

Pentru punerea în funcțiune a unei CEF performante, conform specificațiilor tehnice menționate la capitolele 3.2.1 și 3.2.2, am avut în vedere preturi din piață, unitare, împărțite pe echipamente, materiale și lucrări de execuție (manopera, utilaje, transport).

Pentru a se obține un echilibru a valorilor între diferite elemente care intra în calculul realizării montării punerii în funcțiune a unei CEF, s-a luat ca referința moneda lei [RON] și valoarea fără TVA.

Costurile obiectivului de investiții au la baza analiza de piață și oferte de preț pentru tipurile de cheltuieli care fac obiectul investiției pentru CEF.

Analiza financiară completă a investiției se regăsește în cadrul prezentului studiu la secțiunile 4.6.-4.8..

Analiză comparativă costuri estimative investiție CEF

Analiza economică comparativă s-a realizat la această secțiune exclusiv pentru costurile aferente CEF (nu sunt incluse alte cheltuieli ale obiectivului de investiții).

Tabel 3.3 Situația comparativă a ofertelor de preț pentru centrala electrică fotovoltaică CEF

Denumire cheltuieli	Oferta 1		Oferta 2	
Sistem fotovoltaic (total cheltuieli: echipamente, manopera)	Denumire ofertant	Pret (fără TVA) lei	Denumire ofertant	Pret (fără TVA) lei
	VOLT EVSE DISTRIBUTION SRL	1.399.295,85	SOLAR PROD ECOINVENT SRL	1.583.128,92

Concluzie

SCENARIU 1

Se observă că avem un cost specific de **3.498,24 RON fără TVA / kW**.

Soluția vizată în scenariul 1 acoperă o parte suficient de mare din consumul anual **41.72%**.

SCENARIU 2

Se observă că avem un cost specific de **3.957,82 RON fără TVA / kW**.

Soluția vizată în scenariul 2 acoperă o parte suficient de mare din consumul anual **33.28%**.

Se observă indicatori specifici mai buni pentru oferta 1. Observațiile de mai sus scot în evidență scenariul 1 ca un scenariu mai bine susținut economic și utilizând echipamente eficiente și bine proiectate.

Concluzionam ca solutia propusa in scenariul 1 este cea mai bine fundamentată economic si care se preteaza beneficiarului.

Costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.

Costurile estimative de operare sunt detaliate în cadrul prezentului studiu la secțiunile 4.6.-4.8.

Norma de amortizare estimată

$$Na = \frac{\text{Valoarea contabila de intrare } [Vi]}{\text{Durata de viata } [Da]}$$

Unde:

N_a = Norma de amortizare pe luni

V_i =Valoarea contabila de intrare

D_a =Durata de viata (20 de ani)

Scenariu 1 - Valoarea estimata a amortizarii pe luna si an a CEF (exclusiv pentru costurile aferente CEF, fără alte cheltuieli conexe investiției)

Amplasament	Pi [kWp]	V_i	Durata de viata [luni]	Durata de viata [ani]	Rata de amortizare [lei/luna]	Rata de amortizare [lei/an]
Beneficiar	400.00	1.399.295,85	240	20	5.830,40	69.964,79

Scenariu 2 - Valoarea estimata a amortizarii pe luna si an a CEF (exclusiv pentru costurile aferente CEF, fără alte cheltuieli conexe investiției)

Amplasament	Pi [kWp]	V_i	Durata de viata [luni]	Durata de viata [ani]	Rata de amortizare [lei/luna]	Rata de amortizare [lei/an]
Beneficiar	400.00	1.583.128,92	240	20	6.596,37	79.156,45

Devizul general al obiectivului de investiții

Devizul general reprezintă partea componentă a studiului de fezabilitate prin care se stabilește valoarea totală estimativă, exprimată în lei, a cheltuielilor necesare realizării obiectivului de investiții.

Devizul general al obiectivului de investiții este anexat Studiului de fezabilitate.

3.4. Studii de specialitate în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor Scenariu 1 similar Scenariu 2

- Studiu topografic;

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

- Studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

- Studiu de trafic și studiu de circulație;

Nu este cazul.

- Raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale caror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauza de utilitate publică;

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

- Studiu privind valoarea resursei culturale;

Nu este cazul.

- Studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.

Nu este cazul.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Tabel 3.6. Grafic Gant al realizării investiției Scenariu 1 similar Scenariu 2

Nr. Crt.	Fazele de Executie	LUNA 1	LUNA 2	LUNA 3	LUNA 4	LUNA 5	LUNA 6	LUNA 7	LUNA 8	LUNA 9	LUNA 10	LUNA 11	LUNA 12
1	Realizarea Proiectului Tehnic cu obtinerea tuturor aprobarilor necesare.												
2	Obtinerea avizelor necesare inceperii realizarii investitiei												
3	Achizitia CEF												
4	Executarea lucrarii de amplasare, montare si punere in functiune a CEF												
5	Teste si verificari ale CEF si a sistemelor adiacente. Reglaje fine.												

S-a luat ca referinta perioada normata de 30 de zile / luna deoarece pe baza experientei anterioare s-a demonstrat ca fazele de executie au o ciclicitate de desfasurare asemanatoare, specifica reperelor combinate constructii + instalare echipamente electrice (achizitie, amplasare, montare si punere in functiune CEF sau echipamente cu volume de complexitate asemanatoare).

4. ANALIZA FIECARUI / FIECAREI SCENARIU / OPTIUNI TEHNICO –ECONOMICE PROPUSE

4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta

Perioada de referinta este data de consumul de energie electrica 12 luni consecutive.

Tabel 4.1. Analiza comparativa a fiecarui scenariu*

Scenariu	Valoarea investiei pe amplasament [RON]	Valoarea investitiei luand ca referinta media aritmetica pe kWp [RON/kWp]	Putere instalata [kWp]	Numar panouri [buc]
S1	1.399.295,85	3.498,2396	400	750
S2	1.583.128,92	3.957,8223	400	733
Scenariu	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile: [MWh/an]	Pi panou [Wp]		
S1	506.2296	640		
S2	506.2275	655		

*Analiza economica comparativa s-a realizat la aceasta sectiune **exclusiv pentru costurile aferente CEF**(fără alte cheltuieli conexe investiției). Analiza completa pentru toate componentele financiare se va realiza in cadrul secțiunilor 4.6-4.8.

Nota:

Fiind vorba de doua scenarii care se afla pe acelasi amplasament si care au foarte multe specificatii comune si identice se exemplifica doar punctele majore care diferentiaza cele doua scenarii.

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

Riscurile identificate, care pot influenta demersul activitatilor propuse, sunt detaliate in continuare:

1. Riscuri naturale:

- cutremure de pământ – risc redus, zona nu este predispusa cutremurelor;
- alunecări de teren - risc redus, zona nu prezintă pericol;
- inundații - risc redus, în vecinătatea locației de amplasare a investiției, nu există cursuri de apă; amplasamentul studiat nu se află în zone inundabile; măsurile de reducere a riscurilor: amplasarea sistemului fotovoltaic pe sol, lucrările de sistematizare a drumurilor din localitate, canalizarea dimensionată corect;
- fenomene meteorologice extreme - factorii de risc posibili sunt schimbările climatice care pot genera precipitații cu grindina de dimensiuni mari, vânt cu viteză la rafală mare, care împreună pot afecta panourile și structura de susținere; risc redus, sistemul fotovoltaic va include panouri cu rezistență ridicată la încălzire, respectiv structura de susținere calculată pentru valorile critice ale vitezei vântului; soluțiile propuse, prin specificațiile tehnice de funcționare : temperaturi de lucru, protecție IP54, nu au un risc ridicat datorită unei marje semnificative față de mediile multi anuale de temperatură, precipitații, vânt.

2. Riscuri antropice:

- vandalismul: panourile fotovoltaice pot fi ținta vandalismului, fie din motive de răutate, fie din cauza lipsei de informații despre beneficiile energiei solare. Vandalismul poate duce la deteriorarea sau distrugerea panourilor, afectând semnificativ producția de energie a instalației – risc redus, zona nefiind cunoscută pentru acte de vandalism;
- furtul: Panourile fotovoltaice pot fi furate, în special în zonele cu securitate scăzută. Furtul poate duce la pierderi financiare semnificative pentru proprietarul instalației - – risc redus, zona nefiind cunoscută pentru acte de furt;
- incendiile: Incendiile pot fi provocate de o serie de factori, cum ar fi cablaje defecte, trăsnete sau neglijență. Incendiile pot deteriora grav sau distruge complet o instalație de panouri fotovoltaice – risc redus;
- accidente: Accidentele pot fi provocate de o serie de factori, cum ar fi căderea copacilor, furtuni puternice sau erori umane. Accidentele pot deteriora panourile fotovoltaice, afectând producția de energie a instalației – risc redus, zona nu are potențial de producere a accidentelor;

3. Riscuri tehnice:

- Potențiale modificări ale soluției tehnice - risc redus, se va asigura implicarea proiectantului pe perioada execuției proiectului iar, în cazul apariției unor cheltuieli suplimentare cu eventuala nouă soluție tehnică, acestea vor fi acoperite din sursele proprii ale societății.
- Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului - risc redus, se va asigura prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare

realizate etc.); se vor impune clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.

4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum

Alimentarea cu energie electrică

Evaluăm capacitatea și stabilitatea rețelei electrice existente pentru a susține noile capacități fotovoltaice prin dimensionarea lor (CEF) în limite definite de operatorul de rețea prin ATR.

Nu este necesar să se propună soluții pentru consolidarea sau upgrade-ul rețelei existente, astfel încât să acomodeze eficient energia produsă de sistemul fotovoltaic.

Locația este conectată la utilitățile publice - rețeaua publică de alimentare cu energie electrică pe baza ATR-ului cu nr.: **49** care definește o putere maximă simultană ce poate fi absorbită de : **1500 kW**.

Rețele de comunicații

În urma analizei existenței rețelelor de comunicații și infrastructura IT a locațiilor afectate de proiect constatăm că nu se impun ajustări sau relocări. Nu se vor propune soluții pentru a minimiza impactul asupra funcționării curente a rețelelor și pentru a asigura o infrastructură corespunzătoare tehnologiilor fotovoltaice.

Analiza de consum și optimizare:

În urma realizării unei analize detaliate a consumului actual de utilități(energie electrică) pentru a optimiza eficiența și a identifica eventualele pierderi sau ineficiențe în rețelele existente, soluțiile propuse pentru a asigura utilizarea eficientă și durabilă a utilităților(energie electrică), având în vedere și beneficiile aduse de capacitățile fotovoltaice-s-a realizat o dimensionare a capacităților de producție CEF în concordanță cu utilizarea pentru un an de referință, 12 luni consecutive.

Optimizare: Tehnologii Avansate de Monitorizare:

Sistemul oferit conține soluții tehnologice de monitorizare a consumului de utilități(energie electrică), precum și a performanței sistemului fotovoltaic, pentru a asigura o gestionare eficientă și o detecție rapidă a oricăror probleme.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Din punct de vedere al impactului social, prin montarea CEF, se va încuraja utilizarea RES, fapt ce va conduce la o reducere semnificativă a poluării, oferindu-se încrederea necesară realizării de facilități de producție din RES și a locuitorilor zonelor învecinate în tehnologia

fotovoltaica, asigurandu-se in acelasi timp suportul si infrastructura pentru implementarea CEF. Acest fapt va determina scaderea poluarii cu noxe determinand de asemenea, un impact prietenos cu mediu natural.

Din punct de vedere cultural se incurajeaza promovarea notiunii de "energie verde" ceea ce implica o egalitate de sanse de a trai intr-un mediu curat pentru toti locuitorii regiunii si nu numai.

b) estimari privind forta de munca ocupata prin realizarea investitiei: in faza de realizare, faza de operare;

In faza de realizare a investitiei se antreneaza pe orizontala fluxului de productie urmatoarele resurse umane:

- din administratia **Nidec Oradea** (1-2 persoane) pentru indeplinirea cerintelor birocratice;
- din firmele mici si mijlocii (1-2 persoane) pentru achizitia echipamentelor specifice;
- din firmele de specialitate, realizarea a studiilor si proiectelor de specialitate (1-2 persoane);
- din firmele de executie (3-5 persoane).
- din firmele de intretinere care pot fi terțe persoane juridice sau persoane angajate de beneficiar sau specialistii firmei de furnizare a serviciului de distributie electrica - (1 - 2) persoane.

In faza de operare a centralelor de CEF :

- din firmele care vor obtine contracte de mentenanta si verificare CEF (1-2 persoane)
- din angajatii **Nidec Oradea** care se ocupa de verificarea si mentinerea curateniei in zona centralelor de CEF (1-2 persoane)

Concluzie:

Forța de muncă ocupată ocazional = (5-10) persoane. Forța de muncă ocupată periodic = (1-2) persoane.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și siturilor protejate, după caz.

Centralele electrice fotovoltaice sunt o sursă de energie regenerabilă, care utilizează tehnologia panourilor solare fotovoltaice pentru a transforma energia solară în energie electrică. Aceste centrale au un impact semnificativ asupra factorilor de mediu, cu unele avantaje și dezavantaje specifice. Impactului asupra factorilor de mediu:

1. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră: Centralele electrice fotovoltaice nu emit gaze cu efect de seră în timpul funcționării, deoarece transformă energia solară în electricitate fără a arde combustibili fosili. Prin reducerea emisiilor de CO₂ și a altor gaze cu efect de seră, centralele fotovoltaice contribuie la combaterea schimbărilor climatice și la reducerea impactului asupra mediului.
2. Consum redus de apă: Centralele electrice fotovoltaice necesită cantități minime sau chiar nule de apă pentru a produce energie electrică. În comparație cu alte surse de energie, cum ar fi centralele termoelectrice sau cele hidroelectrice, centralele fotovoltaice reduc semnificativ consumul de apă și conservă resursele de apă potabilă.
3. Impact asupra terenurilor: Instalarea centralelor fotovoltaice necesită terenuri extinse pentru a amplasa panourile solare. Aceasta poate avea un impact negativ asupra habitatelor naturale și biodiversității, în special atunci când se utilizează terenuri agricole sau terenuri cu vegetație naturală. Cu toate acestea, o planificare și proiectare adecvată poate reduce impactul asupra terenurilor, prin utilizarea terenurilor degradate sau a suprafețelor neutilizabile în alte scopuri. În cazul acestui proiect, instalarea CEF pe acoperisul clădirilor industriale anulează acest impact.
4. Probleme legate de deșeuri: Producția și eliminarea panourilor solare pot genera deșeuri, inclusiv substanțe chimice toxice. Cu toate acestea, tehnologiile de reciclare și gestionarea adecvată a deșeurilor pot reduce impactul asupra mediului. Industria se angajează în continuare să dezvolte metode eficiente de reciclare și de gestionare a deșeurilor generate de panourile solare.
5. Impact vizual și auditiv: Centralele electrice fotovoltaice pot avea un impact vizual asupra peisajului, în special în zonele rurale sau naturale (nu este cazul). De asemenea, ele generează un nivel scăzut de zgomot în comparație cu alte centrale electrice convenționale. Cu toate acestea, unii oameni pot considera panourile solare ca fiind inestetice, iar aspectul auditiv poate fi relevant în apropierea anumitor instalații.
6. Durabilitate și eficiență: Centralele fotovoltaice au o durată de viață semnificativă și necesită puțină întreținere în exploatare.

d) impactul obiectivului de investiții raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează

Din punct de vedere al impactului natural și antropic CEF nu prezintă un impact direct deoarece dimensiunile fizice ale acestora sunt integrate în dimensiunile arhitecturale, naturale care formează peisajul din jurul amplasamentelor acestora.

Design-ul atractiv, în fapt poate fi un pol tehnologic care să aducă un plus de interes în zona respectivă activităților industriale, sociale și economice locale.

4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului deinvestitii

Justificarea cererii pentru dimensionarea unei centrale de producție fotovoltaică poate fi susținută de mai multe motive importante:

A) Sustenabilitatea energetică: Energia solară este o sursă regenerabilă și inepuizabilă. Utilizarea energiei solare contribuie la reducerea dependenței de sursele tradiționale de energie, cum ar fi combustibilii fosili, care sunt limitați și poluanți.

B) Protecția mediului și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră: Energia solară este o formă curată de energie care nu produce emisii de gaze cu efect de seră sau poluanți atmosferici. Prin instalarea centralei fotovoltaice, se poate reduce amprenta de carbon și se poate contribui la combaterea schimbărilor climatice.

C) Economii financiare pe termen lung: Investiția inițială într-o centrală fotovoltaică poate fi semnificativă, dar pe termen lung, aceasta poate genera economii semnificative. Energia solară gratuită poate reduce factura de energie electrică și chiar permite vânzarea excesului de energie produsă în rețea.

D) Independența energetică: O centrală fotovoltaică poate oferi proprietarului un grad mai mare de independență energetică. Prin generarea propriului curent electric, proprietarii pot deveni mai puțin dependenți de rețeaua electrică și de fluctuațiile prețurilor energiei.

E) Avantajele fiscale și stimulentele guvernamentale.

F) Creșterea valorii proprietății: Adăugarea unei centrale fotovoltaice poate spori valoarea proprietății. Proprietățile cu sisteme fotovoltaice instalate generează economii la facturile de energie electrică și de sustenabilitate energetică.

G) Dezvoltarea tehnologică: Tehnologia fotovoltaică continuă să avanseze, iar costurile de instalare și întreținere scad în mod constant. Dimensionarea unei centrale fotovoltaice astăzi poate beneficia de tehnologia de vârf și de eficiența ridicată a panourilor solare.

F) Acestea sunt doar câteva motive care pot justifica cererea pentru dimensionarea unei centrale de producție fotovoltaică. Este important să se analizeze și să se evalueze în detaliu potențialul solar al locației, cerințele de energie ale utilizatorului și aspectele financiare pentru a lua o decizie informată.

Un alt factor decizional în susținerea acestei investiții este suprapunerea profilului de generare al CEF peste consumul industrial al beneficiarului **Nidec Oradea**, consumatorul are o funcționare tipică.

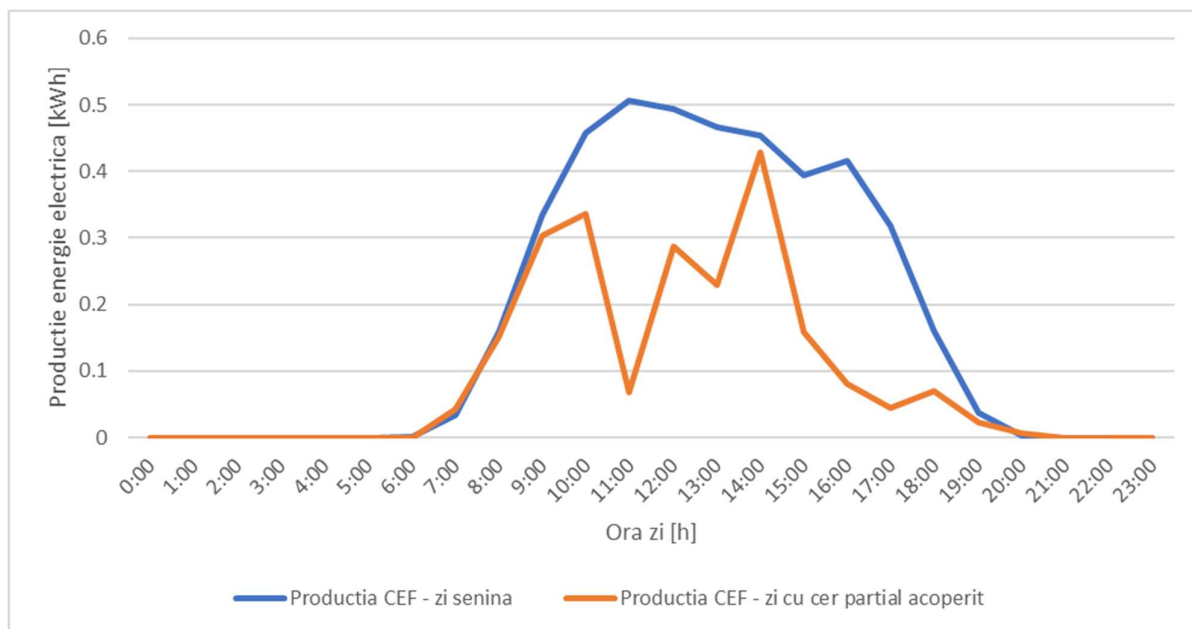


Fig. 19 Generarea CEF pe diferite tipuri de acoperire cer [6]

4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate, sustenabilitateafinanciara.

Pentru analiza financiara se calculeaza urmatoorii indicatori de performanță financiară:

- fluxul de numerar net neactualizat (sustenabilitatea financiara a investitiei);
- fluxul de numerar net actualizat;
- valoarea actualizată netă (VANF/C si VANF/K);
- rentabilitatea financiara a investitiei (RIRF/C) si rentabilitatea financiara a capitalului investit (RIRF/K).

Sustenabilitatea financiară a investiției reiese din calculul fluxului de numerar net cumulat (neactualizat), care este pozitiv pe toata durata analizei investiției, analizat pentru fiecare an în parte.

Conform REGULAMENTULUI DE PUNERE ÎN APLICARE (UE) 2015/207 AL COMISIEI din 20 ianuarie 2015, analiza de sustenabilitate financiară se bazează pe proiecții privind fluxul de numerar neactualizat. Ea este utilizată, în principal, pentru a demonstra că proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.

În acord cu prevederile regulamentului mai sus mentionat, principalele aspecte ale analizei de sustenabilitate financiară sunt următoarele:

1. sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
2. fluxurile de numerar nete care sunt luate în considerare în acest sens respecta urmatoarele prevederi:
 - tin cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (naționale și ale UE), de veniturile în numerar, de costurile de funcționare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de

rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;

- exclud TVA-ul (TVA-ul este recuperabil);
- nu tin seama de valoarea reziduală, deoarece activele nu sunt lichidate în ultimul an de analiză luat în considerare.

În cazul proiectului propus costurile de operare includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mică decât perioada de referință a proiectului (de exemplu cabluri, invertoare etc), servicii de întreținere și reparații și/sau costuri salariale.

În ceea ce privește veniturile, nu se vor înregistra venituri din vânzarea de energie, deoarece întreaga producție de energie este destinată consumului propriu.

100% din producția de energie va fi destinată autoconsumului, generând astfel o reducere a cheltuielilor cu energia, care se reflectă corespunzător în fluxurile financiare ale proiectului.

Previziunile privind fluxurile de numerar nete neactualizate sunt prezentate în Anexa 1. Anul 1 din previziunea financiară este anul 2025 și este anul în care se realizează implementarea proiectului. Anii 2-20 sunt anii de operare a investiției.

După cum se poate observa din datele de mai sus, sustenabilitatea financiară a investiției reiese din calculul fluxului de numerar net cumulat, care este pozitiv pe toată durata analizei investiției, analizat pentru fiecare an în parte.

Valoarea actualizată netă

Valoarea actualizată netă financiară (VANF) reprezintă suma care rezultă după ce costurile de investiție, de funcționare și de înlocuire preconizate (actualizate) ale proiectului sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate.

Venitul net actualizat al unei operațiuni se calculează pe o perioadă de referință specifică aplicabilă sectorului operațiunii respective, în conformitate cu anexa I din Regulamentul UE NR. 480/2014 și cu recomandările privind evaluarea economică a proiectelor publicate de CE „Economic Appraisal Vandemecum 2021–2027”: https://ec.europa.eu/regional_policy/information-sources/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications_en.

Perioada de referință include perioada de implementare a operațiunii. Conform documentelor mai sus menționate, perioada de referință adecvată pentru realizarea previziunilor financiare în cazul proiectelor de energie din surse regenerabile este de 20 ani.

În scopul calculării venitului net actualizat, se iau în considerare următoarele costuri care intervin în perioada de referință:

- (a) costurile de înlocuire a echipamentelor cu durată scurtă de viață care asigură funcționarea tehnică a operațiunii;
- (b) costurile de funcționare fixe, inclusiv costurile de întreținere precum cele cu personalul, întreținerea și reparațiile, costurile generale administrative și de gestionare și cele de asigurare;
- (c) costurile variabile de funcționare, inclusiv costurile de întreținere, cum sunt consumul de materii prime, energie și alte consumabile, precum și orice fel de costuri de întreținere și reparații necesare pentru a prelungi durata de viață a operațiunii.

Numai fluxurile de numerar care trebuie plătite sau primite de operațiune sunt luate în considerare la calcularea costurilor și a veniturilor. Sunt excluse din calcul posturile contabile nemonetare precum amortizările, eventualele rezerve pentru viitoare costuri de înlocuire și rezervele pentru cheltuieli neprevăzute.

Valoarea actualizată netă este calculată după următoarea formulă:

$$VANF/C = \sum_{t=1}^n (FN_t / (1+k)^t) + VR_n / (1+k)^n - I_0, \text{ unde:}$$

FN_t – fluxul de numerar generat de proiect în anul t – diferența dintre veniturile și cheltuielile efective;
 I_0 – investiția necesară pentru implementarea proiectului.

VR_n – valoarea reziduală a investiției în ultimul an al analizei;

n – durata de funcționare economică a obiectivului

k – rata de actualizare

În ceea ce privește estimarea valorii reziduale, spre deosebire de perioada 2014–2020, metoda de utilizare a fluxului de numerar rămas după încheierea perioadei de referință nu mai este sugerată ca opțiune preferată. Acest lucru se datorează recomandării actuale de a seta perioada de referință egală cu durata de viață utilă economică totală a proiectului. Perioada de referință de 20 de ani în care se realizează ACB, pentru sistemele solare fotovoltaice, reflecta în mod adecvat viața economică a activelor proiectului fără a fi nevoie să se ia în considerare costul de înlocuire sau valoarea reziduală.

Rata de rentabilitate financiară (RIRF) este rata de actualizare care determină o VANF egală cu zero.

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare $VANF(C)$ și a ratei de rentabilitate financiară a investiției $RRF(C)$. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

Conform REGULAMENTULUI DE PUNERE ÎN APLICARE (UE) 2015/207 AL COMISIEI din 20 ianuarie 2015, pentru ca un proiect să necesite acordarea unei contribuții din fonduri, $VANF(C)$ înainte de contribuția UE ar trebui să fie negativă și $RRF(C)$ ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză (cu excepția proiectelor care fac obiectul normelor privind ajutoarele de stat în cazul cărora acest lucru poate să nu fie relevant).

Valorile actualizate nete și ratele de rentabilitate ale proiectului sunt prezentate în Anexele 2 și 3.

4.7. Analiza economică¹⁾, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o contribuție netă pozitivă pentru societate și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice.

Conform recomandărilor CE cuprinse în documentul privind evaluarea economică a proiectelor în perioada 2021-2027, document mai sus menționat, investițiile și costurile operaționale care trebuie luate în considerare în analiza economică a proiectelor SRE sunt de obicei cele utilizate în analize financiare sau studii de fezabilitate. Pot fi necesare ajustări ale anumitor componente ale costurilor pentru a reflecta mai bine costul lor de oportunitate socială.

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

Metodologia de cuantificare a impactului unui proiect asupra climei rămâne cea recomandată în Ghidul de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020. Metodologia constă în estimarea, prin factori de emisie corespunzători, a emisiilor nete de GES evitate de proiect în comparație cu un scenariu de bază. Cantitatea de emisii de GES evitate, în tone echivalent de dioxid de carbon (CO₂e), trebuie evaluată în termeni monetari cu un preț umbră al carbonului (în euro pe tonă de CO₂e).

În conformitate cu orientările tehnice ale CE privind clima în perioada 2021-2027, se recomandă utilizarea ca și cost umbră al carbonului valorile stabilite recent de BEI, ca fiind cele mai relevante pentru obiectivele de temperatura vizate prin acordul de la Paris:

Cantitatea de emisii CO₂ evitate în urma implementării proiectului, au fost cuantificate pe baza pretului și a metodologiei recomandate de CE și este inclusă în analiza economică a proiectului, ca beneficii generate de proiectul de investiții.

Rezultatele analizei economico - sociale sunt prezentate detaliat în Anexa 4. Indicatorii economici arată că proiectul de investiții are o rentabilitate ridicată din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supra – unitar, beneficiile depășind costurile.

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

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

4.8. Analiza de sensibilitate¹⁾

Analiza de sensibilitate este o tehnică prin care se investighează impactul modificării unor factori asupra principalilor indicatori ai proiectului.

Scopul analizei de sensibilitate este de:

- a contribui la identificarea variabilelor cheie cu influența importantă asupra costurilor și beneficiilor generate de proiect;
- a investiga consecințele unor modificări nefavorabile ale acestor variabile-critice;
- a evalua dacă deciziile ce vor fi luate în cadrul proiectului pot fi afectate de aceste schimbări;
- a identifica acțiunile de prevenire sau limitare a posibilelor efecte nefavorabile asupra proiectului.

Pentru determinarea sensibilității rentabilității și riscului pentru proiect au fost luați în calcul următorii factori determinanți:

1. Valoarea investiției (C)/capital (K)
2. Cheltuieli de operare și întreținere investiție
3. Nu se vor înregistra venituri din vânzarea de energie electrică, acestea nu vor fi influențate de variațiile luate în calcul.

Analiza de sensibilitate a proiectului propus a fost realizată prin calcule tabelare aferente fiecărui scenariu de evoluție a parametrilor cheie.

O sinteză a rezultatelor obținute este prezentată în Anexa 5.

În concluzie, remarcăm că evoluția factorilor analizați se situează sub procentul de variație selectat. Totuși, pentru eliminarea unor situații nedorite, acești factori trebuie monitorizați și verificați pentru a nu periclita buna desfășurare a proiectului, și implicit a activității desfășurate în cadrul societății.

¹⁾ Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

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

Managementul riscului presupune următoarele etape:

- Identificarea riscului
- Analiza riscului
- Reacția la risc.

Identificarea riscului – se realizează prin întocmirea unor liste de control.

Analiza riscului – utilizează metode cum sunt: determinarea valorii așteptate, simularea Monte Carlo și arborii decizionali.

Reacția la risc – cuprinde măsuri și acțiuni pentru diminuarea, eliminarea sau repartizarea riscului.

Riscul reprezintă nesiguranta asociată oricărui rezultat. Nesiguranta se poate referi la probabilitatea de apariție a unui eveniment sau la influența, la efectul unui eveniment în cazul în care acesta se produce. Riscul apare atunci când:

- un eveniment se produce sigur, dar rezultatul acestuia este nesigur;
- efectul unui eveniment este cunoscut, dar apariția evenimentului este nesigură;
- atât evenimentul cât și efectul acestuia sunt incerte.

Pentru identificarea riscului se va realiza matricea de evaluare a riscurilor. Analiza riscului

Această etapă este utilă pentru determinarea priorităților în alocarea resurselor pentru controlul și finanțarea riscurilor. Estimarea riscurilor presupune conceperea unor metode de măsurare a importanței riscurilor precum și aplicarea lor pentru riscurile identificate.

Pentru această etapă, esențială este matricea de evaluare a riscurilor, în funcție de probabilitatea de apariție și impactul produs.

Reacția la risc

Tehnici de control a riscului recunoscute în literatura de specialitate se împart în următoarele categorii:

- Evitarea riscului-implică schimbări ale planului de management cu scopul de a elimina

- aparitia riscului;
- Transferul riscului – impartirea impactului negativ al riscului cu o terta parte (contracte de asigurare, garantii);
- Reducerea riscului – tehnici care reduc probabilitatea si/sau impactul negativ al riscului;
- Planuri de contingenta – planuri de rezerva care vor fi puse in aplicare in momentul aparitiei riscului.

Table 4.2. Matricea de management al riscului

Tip de risc	Elementele riscului	Tip actiune corectiva	Metoda eliminare
Riscul nefinalizarii instalării la timp	Riscul de aparitie a unui eveniment care conduce la imposibilitatea finalizarii acesteia la timp si la costul estimat	Eliminare risc	Semnarea unui contract cu termen de finalizare fix si delegarea unui angajat din cadrul beneficiarului precum si din cadrul firmei de consultanta pentru urmarirea atingerii jaloanelor fixate
Riscul cresterii costurilor de intretinere	Riscul de aparitie a unui eveniment care genereaza costuri suplimentare de intretinere datorita executiei lucrarilor	Eliminare risc	Semnarea unui contract cu clauze de garantii extinse astfel incat aceste cos
Asigurarea finantarii proiectului	Riscul ca beneficiarul sa nu poata asigura finantarea	Eliminare risc	Beneficiarul va studia amanuntit documentatia astfel incat sa nu apara o astfel de situatie si va contracta serviciile si demararea investitiei in momentul primirii confirmarii finantarii externe
Riscuri asociate solutiilor tehnice	Riscul ca solutiile tehnice sa nu fie corespunzatoare din punct de vedere tehnologic	Eliminare risc	Beneficiarul impreuna cu proiectantul si cu executantul, vor studia amanuntit documentatia astfel incat sa fie aleasa solutia tehnica cea mai buna pentru locatie aleasa.
Grad de atractivitate scazuta a proiectului	Riscul ca locuitorii sa nu aprecieze sistemul nou creat, chiar sa vandalizeze si astfel sa nu realizeze beneficiile prevazute	Eliminare risc	Realizarea unei promovari intense a investitiei in zona si instalare sistem de supraveghere video precum si iluminat nocturn.
Risc de evolutie negativa a preturilor materialelor	Riscul ca preturile materialelor sa creasca peste nivelul contractat	Diminuare risc	Semnarea unui contract de executie ferm cu durata specificata si urmarirea realizarii programului conform grafic.

Conform matricei de management a riscului din tabelul 4.2 se observa ca riscurile de realizare a investitiei sunt destul de reduse, iar gradul lor de impact nu afecteaza eficienta si utilitatea investitiei.

5. SCENARIUL / OPTIUNEA TEHNICO - ECONOMICA OPTIMA /RECOMANDATA

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

Pe baza analizei de la Capitolul IV in care s-a prezentat o singura configurare geografică a instalării pentru implementarea investiției CEF masini electrice si s-a ajuns la concluzia ca dintre cele doua scenarii, ambele sunt fezabile, pe baza următoarelor criteriilor de evaluare:

- valoarea investitiei este **1.399.295,85** lei/ centrala pentru Scenariul 1, respectiv **1.583.128,92** lei/centrala pentru Scenariul 2.

- capabilitatea de conectare electrica;

Pentru Scenariul 1: - valoarea investiției este cea mai mica dintre cele analizate; opțiunea tehnică recomandată.

Pentru Scenariul 2: - valoarea investiției este mai mare.

5.2. Selectarea si justificarea scenariului /opțiunii optime recomandate

In baza analizei de la punctul anterior opțiunea recomandata este: Scenariul 1

Selectarea si justificarea alegerii Scenariului 1

Selectarea Scenariului 1 s-a facut comparand atat caracteristici economice/financiare, precum si caracteristici ale locatiei, caracteristici tehnice, caracteristici constructive.

- este varianta recomandata datorita costului de achizitie mai mic al CEF;
- este varianta recomandata si datorita specificatiilor tehnice superioare ale centralelor de CEF din Scenariul 1 (cost, energie livrata, etc);
- restul caracteristicilor prezentate in cele doua scenarii nu recomanda un scenariu in detrimentul altuia, diferențele de preț nu se justifică.

5.3 Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate

Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate privind:

a) obtinerea si amenajarea terenului

CEF se va amplasa in locatia beneficiarului, iar din punct de vedere a amenajarii terenului / imobilului lucrarile care se vor executa sunt următoarele :

- pregatirea structurilor de sustinere sarpana / protectia sarpanetei pentru amplasare amplasarea centralelor si a punctelor de alimentare (dacă este necesar);

- saparea santurilor pentru traseele de cabluri (dacă este necesar);
- refacerea terenului dupa pozarea cablurilor electrice si Tc (dacă este necesar);
- amplasarea centralelor de CEF a echipamentelor necesare proceselor adiacente

b) asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivelor

Din punct de vedere al utilitatilor necesare pentru functionarea obiectivului, este nevoie numai de asigurarea electroalimentarii conform datelor solicitate in ATR 49.

c) solutia tehnica, cuprinzand descrierea din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, functional - arhitectural si economic, a principalelor lucrari pentru investitia de baza, corelata cu nivelul calitativ, tehnic si de performanta ce rezulta din indicatorii tehnico-economici propusi

Cerinta este indeplinita la punctul 3.2 din prezentul document.

Soluția tehnică pentru o centrală electrică fotovoltaică (CEF) reprezintă un ansamblu complex de elemente tehnologice, construcții, și funcționalități care permit captarea, conversia și distribuția energiei solare într-o manieră eficientă și sustenabilă. Aceasta implică aspecte tehnologice, constructive, tehnice, funcționale-arhitecturale și economice, într-un echilibru coerent.

Descrierea tehnologică:

Panouri fotovoltaice:

Utilizarea panourilor fotovoltaice, în funcție de eficiența și costurile asociate.

Sisteme de urmărire solară pentru optimizarea expunerii la soare pe parcursul zilei (dacă este justificat tehnic și economic).

Invertor și sistem de conversie:

Invertorul fotovoltaic pentru transformarea curentului continuu generat de panouri în curent alternativ utilizabil în rețeaua electrică.

Sisteme de conversie cu pierderi minime pentru eficiență maximă.

Sistem de stocare a energiei (dacă este cazul):

Posibilitatea integrării unor sisteme de stocare a energiei, cum ar fi baterii, pentru a asigura alimentare continuă în perioadele cu lumină solară redusă.

Descrierea constructivă:

Structura de suport:

Montarea panourilor fotovoltaice pe o structură de suport rezistentă, adaptată specific localității și

condițiilor meteo. Utilizarea materialelor durabile și rezistente la factorii de mediu.

Instalații electrice și mecanice:

Instalații electrice sigure și eficiente pentru conectarea panourilor, invertorului și rețelei electrice. Sisteme mecanice de fixare și urmărire solară (daca este cazul).

Descrierea tehnică:

Monitorizare și control:

Sisteme avansate de monitorizare a performanței, cu senzori și tehnologii de comunicații. Sisteme de control pentru optimizarea funcționării și gestionarea eficientă a resurselor.

Sisteme de securitate și siguranță:

Implementarea sistemelor de siguranță pentru protejarea infrastructurii împotriva riscurilor tehnologice și a vandalismului. Proceduri de urgență în situații limită și sisteme de detecție a incendiilor.

Descrierea funcțional-arhitecturală:

Integrare în peisaj:

Integrarea armonioasă în peisaj, cu considerarea aspectelor estetice și minimizarea impactului vizual asupra mediului înconjurător.

Accesibilitate și utilizare eficientă a terenului:

Proiectarea layout-ului astfel încât să optimizeze utilizarea terenului sau a sarpantei și să asigure accesibilitatea pentru întreținere și operații.

Descrierea economică:

Costuri inițiale și de operare:

Evaluarea costurilor inițiale de implementare, inclusiv achiziționarea și instalarea echipamentelor. Estimarea costurilor de operare și întreținere pe termen lung.

Analiza rentabilității:

Calcularea rentabilității proiectului pe baza generării anticipate de energie și prețurilor de vânzare sau economisire a energiei.

Principalele lucrări pentru investiția de bază: Corelare cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță

Achiziționarea și instalarea panourilor fotovoltaice:

Calitate: Utilizarea panourilor fotovoltaice de înaltă calitate, cu eficiență energetică ridicată și durabilitate.

Tehnic: Montarea panourilor cu sistem de fixare avansat sau tehnologie de urmărire solară (daca este cazul) pentru maximizarea expunerii la soare.

Performanță: Asigurarea unei generări de energie constante și eficiente pe întregul ciclu de viață al panourilor.

Invertor și sistem de conversie:

Calitate: Selectarea unui invertor fotovoltaic fiabil și eficient, cu tehnologie de conversie avansată.

Tehnic: Integrarea sistemului de conversie pentru optimizarea pierderilor și pentru conversia eficientă a curentului continuu în curent alternativ.

Performanță: Asigurarea stabilității și eficienței sistemului în diverse condiții de funcționare.

Sistem de stocare a energiei (opțional):

Calitate: Alegerea unor baterii de stocare a energiei de înaltă calitate, cu durabilitate și eficiență ridicată.

Tehnic: Integrarea unui sistem de stocare pentru a gestiona fluxul de energie și a asigura alimentare constantă.

Performanță: Optimizarea sistemului de stocare pentru gestionarea eficientă a surplusului și deficitului de energie.

Structura de suport:

Calitate: Utilizarea materialelor rezistente la factorii de mediu și selecția unui sistem de fixare durabil.

Tehnic: Proiectarea unei structuri de suport adaptate condițiilor locale și care să permită o orientare optimă a panourilor.

Performanță: Asigurarea stabilității structurii și a rezistenței la condiții meteorologice variate.

Instalații electrice și mecanice:

Calitate: Utilizarea cablurilor și a componentelor electrice de calitate superioară.

Tehnic: Implementarea instalațiilor electrice și mecanice cu eficiență și siguranță. *Performanță:* Asigurarea funcționării fără probleme a sistemului și minimizarea pierderilor. *Monitorizare și control:*

Calitate: Selectarea unui sistem de monitorizare de calitate, cu senzori de precizie.

Tehnic: Integrarea sistemului de monitorizare pentru supravegherea constantă a performanței.

Performanță: Posibilitatea de a identifica rapid orice anomalii și de a ajusta operațiunile în consecință.

Sisteme de securitate și siguranță:

Calitate: Implementarea sistemelor de securitate cu tehnologii avansate de detecție.

Tehnic: Integrarea sistemelor de securitate pentru protecția infrastructurii.

Performanță: Asigurarea integrității sistemului și reducerea riscurilor de deteriorare sau furt.

Integrare în peisaj și optimizarea terenului:

Calitate: Integrarea armonioasă în peisaj cu elemente arhitecturale și de design.

Tehnic: Proiectarea unui layout eficient pentru utilizarea optimă a terenului.

Performanță: Minimizarea impactului asupra mediului și asigurarea utilizării durabile a resurselor terenului.

Analize economice și de rentabilitate:

Calitate: Realizarea unei analize tehnico-economice detaliate, cu date precise și metode de evaluare robuste.

Tehnic: Utilizarea unor criterii economice solide pentru evaluarea rentabilității investiției.

Performanță: Maximizarea beneficiilor economice și asigurarea sustenabilității proiectului pe termen lung.

Prin corelarea acestor aspecte tehnice și calitative, se asigură implementarea unei soluții complete, eficiente și durabile pentru o centrală electrică fotovoltaică, contribuind astfel la o infrastructură energetică avansată și sustenabilă.

d) probe tehnologice si teste

Dupa instalarea si punerea in functiune a centralelor de CEF a mașinilor electrice se vorrealiza următoarele teste si verificari:

- Probe de functionare mentionate in documentatia de specialitate a fabricantului coform standardelor specificate in documentatia SF :

EN 61215: Standarde pentru modulele fotovoltaice cu siliciu cristalin.

EN 61646: Standarde pentru modulele fotovoltaice subțiri (amorfă sau cu siliciu cristalin subțire).

EN 61730: Standarde pentru siguranța modulelor fotovoltaice.

EN 50548: Standarde pentru calculul indicelui de performanță energetică a sistemelor fotovoltaice (PV).

EN 50438: Standarde pentru sistemele fotovoltaice conectate la rețea. EN 50618: Standarde pentru bateriile utilizate în sistemele fotovoltaice.

EN 60904: Seria de standarde pentru caracterizarea performanței modulelor fotovoltaice în condiții de laborator.

EN 60068: Standarde pentru probele de mediu, care pot fi relevante pentru evaluarea durabilității componentelor sistemelor fotovoltaice.

- Verificari PRAM (rezistenta de dispersie a prizei de impamnatore, rezistenta de izolatie, rezistenta

buclei de defect, etc. conform specificatiilor din NTE –I7/2011.).

- Verificarea conectivitatii transmisiei de date de tip INTERNET PROTOCOL dintre CEF si dispecerat intern sau sistem de management energetic;
- Verificarea functionalitatii si a comenzii iluminatului nocturn(daca este cazul);
- Verificarea functionalitatii sistemului de supraveghere video(daca este cazul);

5.4. Principalii indicatori tehnico – economici aferenti obiectivului de investitii

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totala a obiectului de investitii exprimata in lei, cu TVA si respectiv, fara TVA, din care constructii – montaj (C+M), in conformitate cu Devizul General

Vom face referire de aici inainte doar la Scenariul 1 care prezinta avantaje atat financiare economice cat si tehnice pe baza criteriilor mentionate in capitolul 4.

5.4.1. Valoarea totala a investitiei* este:

- valoare fara TVA : **1.516.195,85 lei**
- valoare TVA: **288.077,21 lei.**
- valoare totala inclusiv TVA: **1.804.273,06 lei.**
- Din care C+M: 308.034,60 lei fara TVA

5.4.2. Valoare totala eligibila inclusiv TVA*:

1.399.295,85 lei.

5.4.3. Valoare totala neeligibila inclusiv TVA*:

404.977,21 lei.

Detalierea valorilor semnificative ale investitiei sunt prezentate in sectiunile de analiza financiara. Nu s-au evidentiat indicatorii maximali pentru Scenariu 2 deoarece s-a convenit prin analiza detaliata ca acesta nu este fezabil si ca atare nu este relevant a se mentiona in acest capitol.

b) Indicatorii minimali, respectiv indicatorii de performanta - elemente fizice/capacitati fizice care sa indice atingerea țintei obiectivului de investitii - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare

Indicatori obligatorii la nivel de proiect

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0.400	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră(*)	309.76	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	506.2296	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință(**)	9734.3263	MWh
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (***)	100	% (*)
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei	14.45	%

(*) Factorul de emisii CO2 mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MW/oradin surse fosile este de 0.6119 tone CO2/MWh.

(**) Perioada de referință 20 ani.

(***) Consumul propriu de energie al solicitantului din energia produsă la propriul loc de consum va reprezentaobligatoriu minim 70% din producția de energie din surse regenerabile a capacității de producere de energie finanțată și instalată la locul de consum.

Capacități de stocare

Tabel 5.3. Evaluarea preliminară tehnico-economică

ID	Nume	Capacitatea de stocare [MWh]	Timp stocare [min]
Criteriul 2	Predictibilitatea producției pentru SEN	Nu este cazul.	Nu este cazul.

Descrierea tehnică a capacităților de stocare

Nu este cazul.

c) Indicatorii financiari, socioeconomic, de impact , de rezultat/ operare, stabiliți înfuncție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții

Pentru indicatorii financiari s-a considerat o durata de utilizare de 20 ani, datorita tehnologiei care este intr-o permanenta schimbare si ca atare ceea ce este acum performant, in viitorul apropiat poate deveni depasit din punct de vedere tehnologic. Ca atare consideram ca in 20 de ani se va impune schimbarea modelului de CEF, elementele C+M ramanand aceleasi. In cei 20ani, in scenariu pesimist, se amortizeaza valoarea CEF propiu-zise, dupa calculele efectuate mai sus.

Impactul socioeconomic consideram ca va fi unul benefic, incepand de la diminuarea graduluide poluare pana la diminuarea zgomotului in zonele adiacente.

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

Durata estimata de executie a obiectivului de investii, este de 12 luni.

5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punct de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicate constructiei, conform gradului de detaliere a propunerilor tehnice

Gradul de detaliere a propunerilor tehnice au avut ca scop achizitia unor echipamente profesionale, care sa nu necesite intretinere (mentenanta scazuta). Acest aspect conduce si la scutiri/reduceri de costuri de intretinere, din partea proprietarului. Consideram ca prin valoareade intrebuintare, care se va dovedi in timp a fi una mare, aceste CEF vor fi privite de ca o sursa sustenabila de energie regenerabila.

Asigurarea conformității cu reglementările pentru construcția centralei electrice fotovoltaice (CEF):

Analiza reglementărilor specifice:

Identificarea și documentarea reglementărilor, normelor și standardelor aplicabile construcției și operării centralei fotovoltaice. Aceasta poate include legislația națională, reglementări de mediu, standarde tehnice și cerințe de securitate.

Conformitatea cu normele tehnice europene și naționale:

Verificarea modului în care propunerea tehnică respectă normele tehnice europene și naționale relevante pentru echipamentele fotovoltaice, sistemele electrice și construcțiile sustenabile.

Certificări și acreditări:

Prezentarea certificărilor, acreditărilor și a altor documente care atestă conformitatea echipamentelor, a sistemelor și a întregului proiect cu standardele și reglementările în vigoare.

Planificare urbanistică și autorizatii de construcție:

Asigurarea respectării reglementărilor privind planificarea urbanistică și obținerea tuturor autorizațiilor de construcție necesare. Includerea documentelor relevante și a acordurilor cu autoritățile locale.

Gestionarea deșeurilor și a substanțelor periculoase:

Prezentarea planurilor și procedurilor pentru gestionarea deșeurilor și substanțelor periculoase generate de proiect, respectând normele de protecție a mediului.

Siguranță și sănătate ocupațională (SSM):

Asigurarea conformității cu cerințele de SSM, inclusiv planurile de securitate a muncii, instruirea personalului și implementarea măsurilor de prevenire a accidentelor.

Managementul riscurilor:

Prezentarea unei evaluări a riscurilor asociate construcției și operării centralei fotovoltaice și descrierea măsurilor de management pentru minimizarea acestora conform standardelor relevante.

Auditari tehnice și inspecții periodice:

Descrierea planurilor pentru auditari tehnice periodice și inspecții pentru a asigura menținerea conformității în timpul ciclului de viață al centralei electrice fotovoltaice.

Monitorizare și raportare continuă:

Implementarea unui sistem de monitorizare continuă a performanței și respectarea reglementărilor, inclusiv raportarea regulată către autoritățile competente.

Audituri de conformitate:

Planificarea auditurilor periodice pentru a verifica și confirma conformitatea cu reglementările în vigoare, asigurând astfel o operare legală și durabilă.

Conformitatea cu cerințele legale de mediu:

Asigurarea respectării tuturor cerințelor legale de mediu, inclusiv reglementările privind emisiile, gestionarea resurselor și protecția biodiversității.

În etapele de proiectare, execuție și implementare a investiției se vor respecta toate normele și prescripțiile în vigoare:

- Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;
- H.G. nr. 300/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru santierele temporare sau mobile;
- H.G. nr. 1048/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- H.G. nr. 1091/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- H.G. nr. 1146/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în munca de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- H.G. nr. 1425/2006, pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor Legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;
- Ghid pentru instalații electrice cu tensiuni până la 1000V c.a. și 1500V c.c. - GP 052 -2000;
- O.U.G. 195/2006 - privind protecția mediului;
- H.G. 856/2002 - privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusive deșeurile periculoase;
- Ordinul 860/2002 (completat cu ordinele 210/2004 și 1037/2005) - Aprobarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și de emitere a acordului de mediu;

- O.U.G. nr.5/2015 privind deseurile de echipamente electrice si electronice care transpune Directiva 2012/19/UE a Parlamentului European si a Consiliului;
- Ordonanța de urgență nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;
- Legea nr. 121/2014 privind eficienta energetica publicata in MO 574/01.08.2014;
- Legea nr. 160/2016 pentru modificarea si completarea legii nr. 121/2014 privind eficienta energetica publicata in MO 562/26.07.2016;
- STAS-urile : 12604/4-89, 12604/5-90, 2612-1987 , SR 13433/1999 si SR 8591/1997,831-2002;
- Indreptar de proiectare si executie a instalatiilor de legare la pamant RE-IP30- 90;
- Regulament general de manevre in instalatiile electrice PE 118/92.

Prezentarea detaliată a modului în care proiectul se conformează cu aceste reglementări esențiale demonstrează atenția și angajamentul față de standardele și normele specifice, asigurând astfel implementarea unui proiect durabil și din punct de vedere legal conform.

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

Ca urmare a analizei financiare si economice, sursele de finanțare a investiției pot fi:

- **fondul pentru modernizare,**
- alte finantari nerambursabile,
- fonduri proprii,
- credite bancare,
- alocatii de la bugetul de stat/ bugetul local,
- credite externe de garantate sau contracte de stat,
- fonduri externe nerambursabile,
- alte surse legal constituite.

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	1.804.273,06
	din care TVA	288.077,21
II	Valoarea neeligibilă a investiției	404.977,21
III	Valoarea eligibilă a investiției	1.399.295,85
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	510.000,00
2	Contribuția solicitantului (2=I-1)	1.294.273,06
2.1	Surse proprii	794.273,06
2.2	Credit	500.000,00

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

Avizele vor fi obtinute conform Certificatului de Urbanism, Extrasului de Carte Funciara corespunzator locatiei investitiei, actelor administrative ale autoritatii competente pentru protectia mediului, avizelor pentru asigurarea utilitatilor, in special ATR-ului pentru racordarea la reseaua nationala de distributie a energiei electrice, studiului topografic prezentat in anexe, avize, acorduri si studii specifice dupa caz.

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

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

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

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

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

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

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

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

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

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei

Beneficiarul este entitatea responsabila cu implementarea investitiei.

7.2 Strategia de implementare

Cuprinde: durata de implementare a obiectivului de investitii (in luni calendaristice), durata de executie, graficul de implementare a investitiei, esalonarea investitiei pe ani, resurse necesare

- Implementarea obiectivului de investitii se va realiza conform estimarilor de la capitolul 3.5. Durata de implementare nu trebuie sa depaseasca 12 luni, dupa cum urmeaza:

- Achizitie elaborare proiect : 1 luna;

- Realizare P.T.: 2 luni;

- Obtinerea avizelor necesare:3 luni, (se poate incepe procedura inca din faza de realizare a Proiectului tehnic).

- Achizitia CEF: 4 luni (se poate incepe procedura din faza de incepere de realizare a Proiectului tehnic);

- Executarea lucrarilor de amplasare, montare si punere in functiune a CEF: 0.5 luni

- Teste verificari cu semnarea: Procesului verbal de receptie: 0.5 luni.

7.3.Strategia de exploatare/ operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare

- Etape:

Entitatea responsabila va cere prin caietul de sarcini anexat proiectului tehnic, documentatia de exploatare, intretinere si reparatie a echipamentului. Totodata va numi din cadrul organului administrativ un responsabil cu intretinerea si exploatarea CEF achizitionate. In acest sens va include in fisa postului atributii specifice care sa conduca la un proces de exploatare si intretinere corespunzator in concordanta cu cerintele producatorului.

- Metode:

Responsabilul numit cu exploatarea si intretinerea CEF isi va insusii caracteristicile tehnice ale acesteia si graficul de mentenanta furnizat de producator. Totodata va realiza un acord cadru cu o firma de specialitate care sa verifice si sa controleze cel putin o data pe an echipamentul prin efectuarea unor inspectii vizuale interioare, masuratori electrice complexecul rol de preventie.

- Resurse:

Financiare numai prin accesarea resurselor de finantare specificate in subcapitolul 5.6.

7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale

Se va numi de catre factorii de decizie ai beneficiarului, un manager de proiect care se va implica in realizarea Temei de proiectare (sau va achizitiona acest serviciu). Tema de proiectare va defini clar termenii de proiectare avand la baza informatiile Studiului de fezabilitate.

Managerul de proiect isi va alcătui o echipa din 1-3 persoane care sa aiba specialitati complementare, incepand de la cele tehnice pana la cele administrative.

Se vor defini obiectivele si fazele de executie necesare, incepand de la realizarea “Temei de proiectare”, achizitia serviciului de proiectare, pana la receptia lucrarilor de implementare a centralelor electrice de incarcare.

Va trebui sa existe o colaborare stransa intre factorii responsabili si serviciile suport din aparatul administrativ existent, o comunicare in timp real si o rapiditate in luarea deciziilor optime. Pe baza acestor considerente s-a alcatuit garficul de esalonare a derularii investiei de la capitolul 3.5.

8. CONCLUZII SI RECOMANDARI

In baza rezultatelor obtinute din acest document, reiese faptul ca implementarea acestui obiectiv, reprezinta un deosebit avantaj de tehnologic si de imagine al beneficiarului in vedereaunei abordarii serioase de incurajare a utilizarii surselor de energie regenerabile.

Se recomanda astfel, pe viitor, amplificarea realizarii unor astfel de obiective, rezultatele benefice fiind mentionate in document.

Viabilitatea tehnică:

CEF este fezabilă din punct de vedere tehnic, având în vedere resursele solare favorabile și tehnologiile disponibile. Studiul arată că panourile fotovoltaice selectate și invertorul sunt potrivite pentru condițiile locale.

Eficiența energetică și rentabilitate:

Proiectul evidențiază o eficiență energetică semnificativă prin conversia energiei solare în electricitate. Calculul rentabilității arată o recuperare rapidă a investiției datorită economiilor generate și, eventual, a schemelor de sprijin financiar pentru energie regenerabilă.

Impactul asupra mediului:

CEF contribuie la reducerea emisiilor de carbon și are un impact redus asupra mediului în comparație cu sursele tradiționale de energie. Proiectul se aliniază cu obiectivele de mediu și sustenabilitate.

Sisteme de securitate și siguranță:

Recomandăm implementarea unor sisteme de securitate robuste pentru protejarea infrastructurii împotriva riscurilor tehnologice, vandalismului și altor amenințări potențiale.

Integrarea armonioasă:

Proiectul are în vedere integrarea armonioasă în peisaj și minimizarea impactului vizual. Colaborarea cu specialiști în design pentru a asigura o îmbinare optimă în mediul înconjurător este prezenta inca din momentul realizarii documentului de studiu de fezabilitate.

Analize economice și de rentabilitate:

Având în vedere costurile inițiale, operaționale și proiecțiile de economii pe termen lung, recomandăm continuarea analizelor economice pentru a ajusta planurile de implementare și pentru a se asigura că proiectul rămâne financiar sustenabil pe termen lung.

Legislație și standarde:

Este crucial să monitorizăm și să ne conformăm cu orice schimbări legislative și standarde tehnice relevante pentru sectorul energiei regenerabile. Asigurarea conformității cu aceste reglementări este esențială pentru evitarea riscurilor și a sancțiunilor.

Comunicare și participare comunitară:

Se va realiza dezvoltarea unui plan de comunicare eficient pentru a informa și implica comunitatea locală. Transparența și implicarea comunității pot contribui la acceptarea și sprijinul proiectului.

Monitorizare și evaluare continuă

:

Sistemul ales include implementarea unui sistem de monitorizare continuă pentru a evalua performanța CEF în timp real și a identifica rapid orice probleme sau oportunități de îmbunătățire.

Prin implementarea acestor concluzii și recomandări, se poate asigura o implementare eficientă și sustenabilă a CEF, contribuind la atingerea obiectivelor strategice ale organizației în domeniul energiei regenerabile și oferind beneficii durabile comunității locale și mediului înconjurător.

B. PIESE DESENATE

În funcție de categoria și clasa de importanță a obiectivului de investiții, piesele desenate se vor prezenta la scări relevante în raport cu caracteristicile acestuia, și cuprinzând:

1. Plan de incadrare în zonă;
2. Plan de situație- scenariul 1;
3. Extras PVGIS

C. BIBLIOGRAFIE

- [1] GUVERNUL ROMANIEI, “HOTĂRÂRE nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.”
- [2] GUVERNUL ROMANIEI, “HOTĂRÂRE nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnicoeconomice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.”
- [3] Matteo Ciucci, “Articolul 194 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene.” European Council, Apr. 2023. [Online].
Available: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/70/energia-din-surse-regenerabile>
- [4] Comisia nationala de strategie si prognoza, “Notă privind prognoza echilibrului energetic 2023 - 2026,” Jun. 2023. [Online]. Available: <https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Nota-Echilibrul-energetic.pdf>
- [5] Ministerul Energiei, “Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050,” 2018. [Online].
Available: http://www.mmediu.ro/app/webroot/uploads/files/Strategia_Energetica2019_2030.pdf
- [6] J.M. Van den AkkerHerman BlokChris Budd, “A Case Study in the Future Challenges in Electricity Grid Infrastructure,” Study Group Mathematics with Industry - SWI 2012, 2012.
- [7] “Romania harta repartitiei precipitatiilor.” [Online]. Available: <https://geo-spatial.org/vechi/articole/ilwis-harta-repartitie-precipitatii>
- [8] “Global Wind Map - Romania,” Sep. 30, 2014. [Online]. Available: <https://vawt.ro/2014/09/30/wind-map/>
- [9] “Potentialul eolian al Romaniei.” ADD ENERGY. [Online]. Available: <https://add-energy.ro/potentialul-eolian-al-romaniei/>
- [10] “Solargis - solar resource maps and GIS,” SOLARGIS, Romania, 2020. [Online]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/romania>
- [11] Clima Romaniei. Editura Academiei Romane, 2008.
- [12] Comitetul Național pentru Situații de Urgență, Planul național de management al riscurilor la dezastre, București, 2020
- [13] APAREGIO GORJ, https://www.aparegio.ro/wp-content/files/Capitolul_12_-_Rezumat_EIM.pdf; referinta „VII-a Comunicare Națională privind schimbările climatice, decembrie 2017”; referinta „Harta cu potențialul de producere a alunecărilor de teren, conform normativului GT 007”
- [14] Platforma națională de adaptare la schimbările climatice, RO-ADAPT, <http://www.roadapt.ro>, Resurse, Documentatii
- [15] https://ro.wikipedia.org/wiki/Clima_Rom%C3%A2niei
- [16] <https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Prognoza-echilibrului-energetic.pdf>
- [17] Ordinul 356/05.04.2024 pentru aprobarea Ghidului specific – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum aferenta Fondului pentru modernizare

D. ANEXE

D.1. Dovada autorizarii de catre ANRE, în domeniul proiectării instalațiilor electrice, pentru persoanele care fac parte din echipa de elaborare a studiului de fezabilitate - Adeverinta nr. 201712916 / 21 noiembrie 2017

D.2. ACB _anexe SF

D.3. Deviz general

**ADEVERINȚA NR. 201712916 / 21-nov.-17 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT****Gradul și Tipul IIIA,IVB****Numele Hirina****Prenumele Daniel-Ioan****CNP 1851107055097**

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

 Data vizării 21-nov.-17	 Data vizării 10 NOV. 2022	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 21-nov.-22	Următorul termen de vizare 10 NOV. 2022	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Anexa 1 - Fluxurile de numerar nete neactualizate aferente proiectului de investiție în perioada de implementare și operare

Nr		Total	Implementare si operare (ani)										11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10										
ACTIVITATEA DE EXPLOATARE																						
INCASARI DIN ACTIVITATEA DE EXPLOATARE																						
Venituri din exploatare aferente proiectului de investitie, inclusiv TVA																						
1	Venituri din vanzari energie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	Alte venituri din exploatare	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total incasari (intrari de lichiditati) din activitatea de exploatare		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PLATI DIN ACTIVITATEA DE EXPLOATARE																						
Cheltuieli de exploatare aferente proiectului de investitie, inclusiv TVA																						
3	Cheltuieli cu materialele prime si cu materialele consumabile	316.381	0	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	16.652	
4	Cheltuieli privind marfurile	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	Alte cheltuieli materiale (inclusiv cheltuieli cu prestatii externe)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	Cheltuieli cu energia	-14.009.722	0	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	-737.354	
7	Cheltuieli cu apa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	Alte cheltuieli din afara (cu utilitati)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total cheltuieli materiale		-13.693.341	0	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	-720.702	
9	Cheltuieli cu personalul angajat	8.618.400	0	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	453.600	
10	Cheltuieli cu contributia societatii la asigurari 2,25%	193.914	0	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	10.206	
Cheltuieli de personal		8.812.314	0	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	463.806	
11	Alte cheltuieli de exploatare (prestatii externe, alte impozite, taxe si varsaminte asimilate, alte cheltuieli), din care:	632.762	0	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	
- Cheltuieli de intretinere si reparatii capitale		632.762	0	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	33.303	
12	Cheltuieli financiare (Cheltuieli privind dobanzile la imprumuturile contractate pentru proiectul de investitie)	140.000	0	35.000	30.000	25.000	20.000	15.000	10.000	5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total plati (iesiri de lichiditati) din activitatea de exploatare		-4.108.266	0	-188.593	-193.593	-198.593	-203.593	-208.593	-213.593	-218.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	
Flux de lichiditati brut din activitatea de exploatare		4.108.266	0	188.593	193.593	198.593	203.593	208.593	213.593	218.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	223.593	
13	Plati TVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	Rambursari TVA	-1.797.225	288.077	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	-109.753	
15	Impozit pe profit/venit	188.501	0	5.500	6.300	7.100	7.900	8.700	9.500	10.300	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	11.100	
Plati/incasari pentru impozite si taxe		1.985.727	-288.077	115.253	116.053	116.853	117.653	118.453	119.253	120.053	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	120.853	
Flux de lichiditati net din activitatea de exploatare		2.122.539	288.077	73.340	77.540	81.740	85.940	90.140	94.340	98.540	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	

ACTIVITATEA DE FINANTARE

INCASARI DIN ACTIVITATEA DE FINANTARE		Total	1	2	3	4																
16	Aport la capitalul societatii (imprumuturi de la actionari/asociati)	794.273	794.273	0	0	0																
17	Credite pentru realizarea investitiei	500.000	500.000	0	0	0																
18	Ajutor nerambursabil (inclusiv avans)	510.000	510.000	0	0	0																
	Total incasari din activitatea de finantare	1.804.273	1.804.273	0	0	0																
PLATI DIN ACTIVITATEA DE FINANTARE		Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
22	Rambursari de Credite, din care:	500.000	0	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Rate la imprumut - cofinantare la proiect	500.000	0	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total plati din finantare	500.000	0	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	71.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Flux de lichiditati din finantare	1.304.273	1.804.273	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

ACTIVITATEA DE INVESTITII		Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
23	Valoare totala investitie, cu TVA	1.804.273	1.804.273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total plati din investitii	1.804.273	1.804.273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Flux de lichiditati din investitii	-1.804.273	-1.804.273	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flux de lichiditati din investitii si finantare		Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		-500.000	0	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	-71.429	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

FLUX DE LICHIDITATI TOTAL (activatatile de exploatare, finantare, investitii)		Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		595.138	288.077	1.912	6.112	10.312	14.512	18.712	22.912	27.112	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740	102.740
	Disponibil de numerar la inceputul perioadei			288.077	289.989	296.100	306.412	320.923	339.635	362.546	389.658	492.398	595.138	697.878	800.618	903.358	1.006.098	1.108.839	1.211.579	1.314.319	1.417.059	1.519.799
	Disponibil de numerar la sfarsitul perioadei		288.077	289.989	296.100	306.412	320.923	339.635	362.546	389.658	492.398	595.138	697.878	800.618	903.358	1.006.098	1.108.839	1.211.579	1.314.319	1.417.059	1.519.799	1.622.539

Anexa 2 - Rentabilitatea investitiei

[illegible]

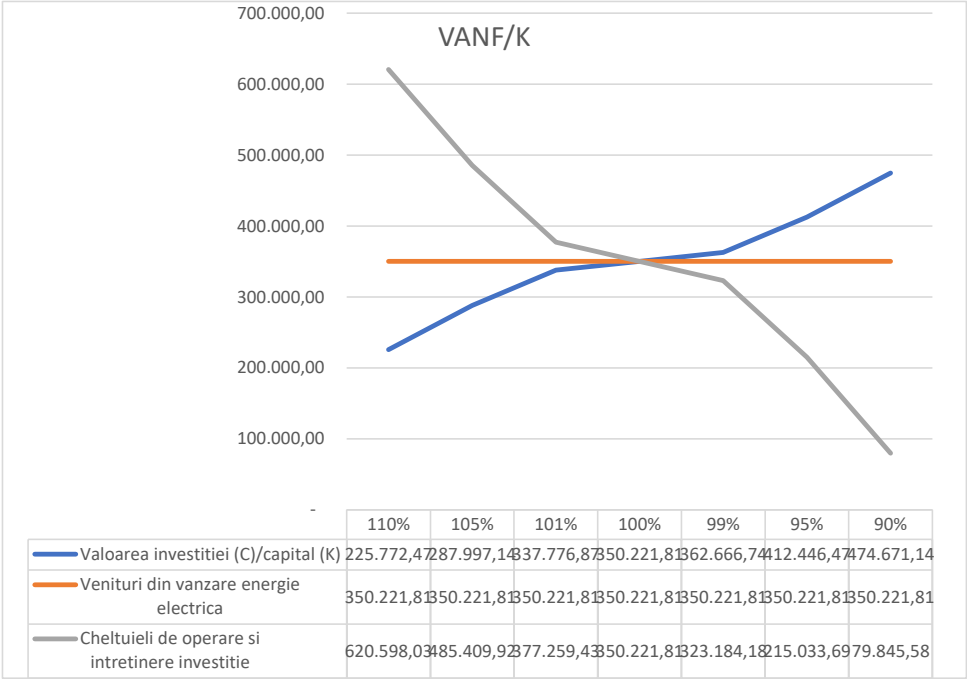
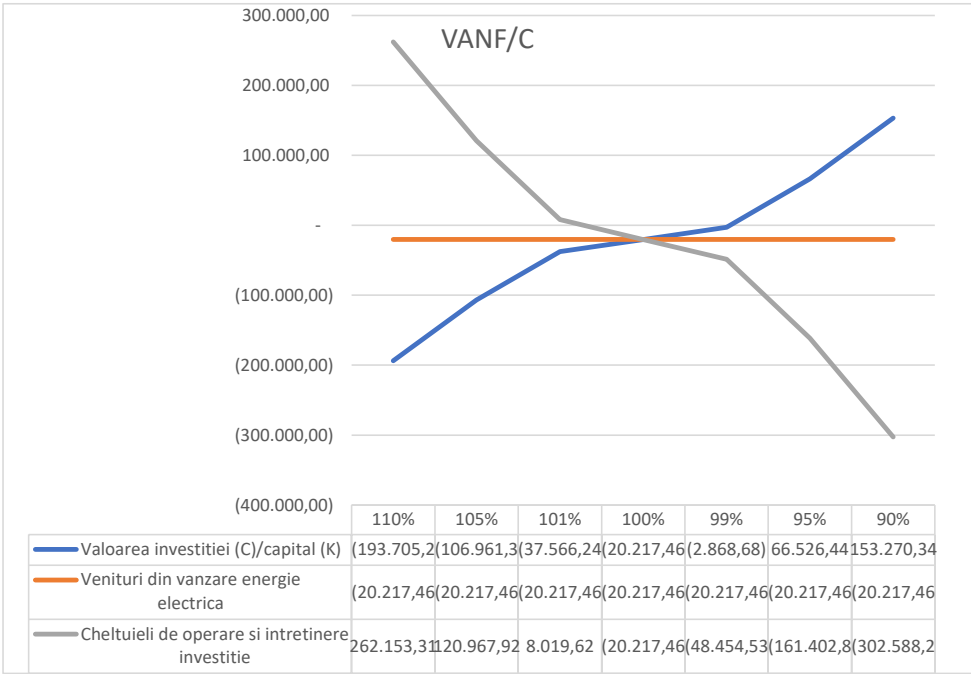
Anexa 3 - Rentabilitatea capitalului investit

Rata de actualizare financiară	4%	Implementare si operare (ani)																			
	Total	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Total incasari din exploatare	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valoare reziduala*	0																				
Incasari totale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total plati din exploatare	-4.108.266	0	-188.593	-193.593	-198.593	-203.593	-208.593	-213.593	-218.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593	-223.593
Capital propriu	1.294.273	1.294.273	0	0																	
Regularizare TVA	1.797.225	-288.077	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753	109.753
Plati totale	-1.016.767	1.006.196	-78.840	-83.840	-88.840	-93.840	-98.840	-103.840	-108.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840	-113.840
Flux de numerar net	1.016.767	-1.006.196	78.840	83.840	88.840	93.840	98.840	103.840	108.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840	113.840
Flux de numerar net actualizat	350.222	-967.496	72.892	74.534	75.941	77.130	78.115	78.910	79.528	79.983	76.906	73.948	71.104	68.369	65.740	63.211	60.780	58.442	56.195	54.033	51.955
Investitie actualizata	1.244.493	1.244.493	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VANF/K (valoarea actualizata neta financiara)	350.222																				
RIRF/K (rata interna de rentabilitate financiara)	7,68%																				

[illegible]

Anexa 5 - Analiza de senzitivitate

		INVESTITIE	CAPITAL	RIRF/C	VANF/C	RIRF/K	VANF/K
110%	10%	1.984.700,37	1.423.700,37	2,56%	(193.705,25)	6,17%	225.772,47
105%	5%	1.894.486,71	1.358.986,71	3,17%	(106.961,35)	6,89%	287.997,14
101%	1%	1.822.315,79	1.307.215,79	3,70%	(37.566,24)	7,51%	337.776,87
100% Valoarea investitiei (C)/capital (K)		1.804.273,06	1.294.273,06	3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
99%	-1%	1.786.230,33	1.281.330,33	3,98%	(2.868,68)	7,84%	362.666,74
95%	-5%	1.714.059,41	1.229.559,41	4,56%	66.526,44	8,54%	412.446,47
90%	-10%	1.623.845,76	1.164.845,76	5,37%	153.270,34	9,50%	474.671,14
110%	10%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
105%	5%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
101%	1%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
100% Venituri din vanzare energie electrica		0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
99%	-1%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
95%	-5%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
90%	-10%	0,00		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
110%	10%	877.358,50		6,03%	262.153,31	10,22%	620.598,03
105%	5%	837.478,57		4,96%	120.967,92	8,97%	485.409,92
101%	1%	805.574,62		4,06%	8.019,62	7,94%	377.259,43
100% Cheltuieli de operare si intretinere investitie		797.598,63		3,84%	(20.217,46)	7,68%	350.221,81
99%	-1%	789.622,65		3,61%	(48.454,53)	7,41%	323.184,18
95%	-5%	757.718,70		2,66%	(161.402,84)	6,32%	215.033,69
90%	-10%	717.838,77		1,41%	(302.588,22)	4,89%	79.845,58



DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investiție
Construire centrala fotovoltaică NIDEC ORADEA SRL

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (inclusiv TVA)		
		Valoarea* (fără TVA) lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	5.000,00	950,00	5.950,00
3.5	Proiectare	5.000,00	950,00	5.950,00
3.5.1	Tema de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate / Documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	5.000,00	950,00	5.950,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	0,00	0,00	0,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	98.900,00	18.791,00	117.691,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	83.900,00	15.941,00	99.841,00
3.7.2	Auditul financiar	15.000,00	2.850,00	17.850,00
3.8	Asistență tehnică	0,00	0,00	0,00
3.8.1	Asistența tehnică din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
3.8.1.1	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de urmărire și control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	0,00	0,00	0,00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 3	108.900,00	20.691,00	129.591,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	0,00	0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	308.034,60	58.526,57	366.561,17
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.091.261,25	207.339,64	1.298.600,89
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	1.399.295,85	265.866,21	1.665.162,06
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conex organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	0,00	0,00	0,00
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului bancii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	0,00	0,00	0,00
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	0,00	0,00	0,00
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire / desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	Total capitol 5	8.000,00	1.520,00	9.520,00
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 6	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 7	0,00	0,00	0,00

TOTAL GENERAL	1,516,195.85	288,077.21	1,804,273.06
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	308,034.60	58,526.57	366,561.17

*Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate / documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

*În prețuri la data de: luna martie 2024; 1 euro = 4,9683 lei

Data: 20.08.2024

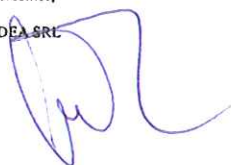
Intocmit

CRIUS CONSULTING SRL



Beneficiar / Investitor,

NIDEC ORADEA SRL



Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

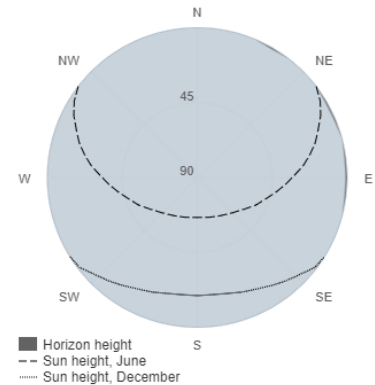
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 47.087,21.865
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 480 kWp
System loss: 14 %

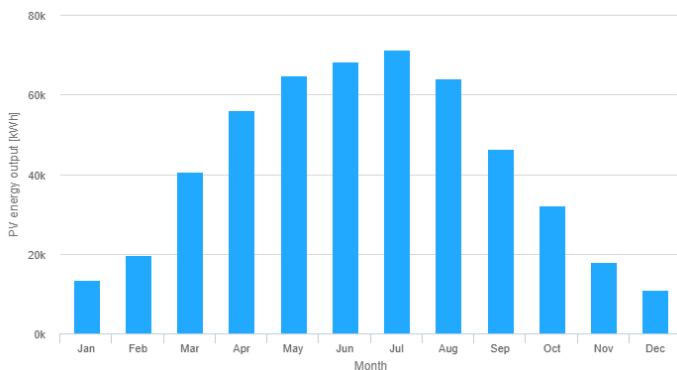
Simulation outputs

Slope angle: 5 °
Azimuth angle: -60 °
Yearly PV energy production: 506229.62 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1358.34 kWh/m²
Year-to-year variability: 19183.07 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.81 %
Spectral effects: 1.12 %
Temperature and low irradiance: -7.18 %
Total loss: -22.36 %

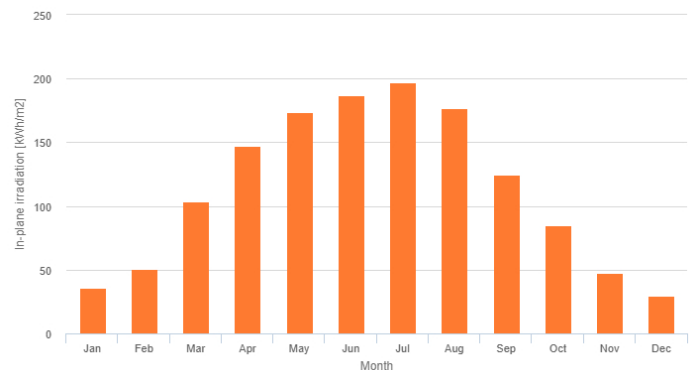
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	13478.035.5	1901.8	
February	19629.250.5	4562.4	
March	40727.4103.4	6992.6	
April	56169.9147.5	6821.0	
May	64885.1173.8	6282.2	
June	68376.6186.7	4922.2	
July	71260.1196.8	6129.8	
August	64128.5176.9	6295.8	
September	46405.1124.5	4387.9	
October	32251.985.1	3843.1	
November	18024.947.9	2177.6	
December	10892.929.8	1818.0	

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

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

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



NIDEC ORADEA

ENGINEERING, PROCUREMENT
AND CONSTRUCTION

DESPRE NOI

Cu o experiență semnificativă în dezvoltarea și implementarea proiectelor de energie solară pe piața din România, **Volt EVSE Distribution SRL** este o companie angajată să aducă soluții durabile de energie electrică la nivel național. Fondată în 2016, ne-am asumat cu hotărâre această misiune.

Echipa noastră are 35 de specialiști experimentați în Proiectare, Proiect Management, Site Management, Operare și Mentenanță, Achiziții și Logistică și lucrăm în mod constant pentru a dezvolta soluții inovatoare și personalizate care să răspundă nevoilor specifice ale clienților noștri.

Cu mândrie putem spune că am construit un portofoliu impresionant de proiecte de succes. Cu proiecte aflate în dezvoltare cu o capacitate totală de aproximativ peste 100 MWp, ne concentrăm pe sectoarele comercial și industrial, inclusiv proiecte de tip Greenfield. Unul dintre proiectele noastre importante este instalarea unuia dintre cele mai mari sisteme fotovoltaice de pe un acoperiș din România, cu o putere instalată de 5,5 MWp. Acest proiect a fost finalizat cu succes în 2022 și a devenit un model pentru alte proiecte similare.

Ceea ce ne diferențiază este abordarea personalizată pe care o adoptăm pentru fiecare proiect. Ne adaptăm serviciile pentru a corespunde exact nevoilor fiecărui client și colaborăm îndeaproape cu aceștia pentru a le oferi soluții eficiente și personalizate. În plus, utilizăm tehnologii de ultimă generație și cele mai bune practici în domeniul energiei regenerabile.

DESCRIEREA PROIECTULUI

Construirea unei centrale fotovoltaice pentru Nidec Oradea, la adresa: Str. Petre P. Carp, nr. 20 ORADEA Romania.

DATE TEHNICE

Informații Proiect	
Proiect	Centrală Electrică Fotovoltaică
Locație	Str. Petre P. Carp, nr. 20 ORADEA Romania
Coordonate GPS	47.08657303369366, 21.86524088683154
Putere instalată (DC)	480 kWp
Putere instalată (AC)	400 kW
Date ofertă	
Tip de proiect	Acoperis
Tipul de structură de prindere	Fixă
Obiectul investiției	Conectare la rețea - prosumator
Servicii oferite	Proiectare, Management de Proiect, Site Management, Achiziții și Logistică, Execuție
Panouri fotovoltaice	Aiko Solar
Invertoare	Huawei

ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE PRINCIPALE

Lucrări de construcții și instalații

Nr. Crt.	Descriere	Unitate de măsură	Cantitate
1	Module fotovoltaice		
1.1	Panou fotovoltaic AIKO G640-MCH72Dw-640W	buc.	750
1.2	Optimizator Tigo TS4-A-0	Buc.	750
2	Structura suport		
2.1	Structura K2	ans.	1
3	Invertoare		
3.1	Huawei SUN2000 100KTL-M2	buc.	4
4	Accesorii și conectică		
4.1	Cabluri AC/DC și de comunicații	ans.	1
4.2	Jgheaburi	ans.	1
4.3	Material mărunț	ans.	1
4.4	Împământare	ans.	1
5	Tablouri electrice		
5.1	Tablou electric de conexiune	buc.	1
5.2	Panou de comunicații	buc.	1
6	Servicii de inginerie		

6.1	Realizare PTh	ans.	1
6.2	Realizare DDE	ans.	1
6.3	Instalarea centralei fotovoltaice	ans.	1
6.4	Racordarea centralei fotovoltaice	ans.	1
6.5	Realizare DTCER	ans.	1
6.6	Punerea în funcțiune	ans.	1

GARANȚII

Nr. Crt.	Produs	Garanție
1.	Modul Fotovoltaic AIKO	15 ani
2.	Invertor SMA	5 ani
3.	Structură de prindere Fixă	20 ani
4.	Accesorii și conecție	2 ani

TERMEN DE IMPLEMENTARE

Termenul de executie a sistemului fotovoltaic in integralitate este de 120 de zile, de la data semnarii contractului si plata avansului.

VALOARE PROIECT

Descriere.	Pret unitar	Valoare totala fara TVA
EPC	EUR 586,76	EUR 281.644,8

SERVICII OPTIONALE:

Mentenanata preventiva	
An 1	EUR 5.085,3
An 2	EUR 5.085,3
An 3	EUR 5.085,3
An 4	EUR 5.085,3
An 5	EUR 5.085,3

* Conform grafic "Operatiuni Mentenanata"

CONDITII DE PLATA

Tranșă	Procent
Avans, 5 zile de la facturare	30%
Finalizare Proiect Tehnic	10%
Proces Verbal de Recepție a Echipamentelor	30%
Proces Verbal de Recepție la Terminarea Lucrărilor	20%
După obținerea certificatului de racordare	10%

VALABILITATE OFERTA

Termenul de valabilitate al ofertei este de 30 zile de la data transmiterii

S.C. SOLAR PROD ECOINVENT S.R.L.
Sediul in Sat Horea,com. Horea,str. Valea Arazii,Nr 5A
J1/776/2022 , cod fiscal RO46334220
Tel: 0725325992

OFERTA NR. 202/20.08.2024

Furnizare sistem de panouri fotovoltaice

August 2024

S.C. SOLAR PROD ECOINVENT S.R.L.
Sediul in Sat Horea,com. Horea,str. Valea Arazii,Nr 5A
J1/776/2022 , cod fiscal RO46334220
Tel: 0725325992

SOLAR PROD ECOINVENT – Profilul Companiei

Povestea de succes a companiei SOLAR PROD ECOINVENT a inceput in anul 2022. Ideea de baza a fost crearea unei companii competitive, puternice si demna de incredere, care poate sa furnizeze produse si servicii sigure, fiabile si economice.

In prezent, activitatea SOLAR PROD ECOINVENT se axeaza pe urmatoarele domenii de activitate:

- antreprenariat general de lucrari de instalatii electrice (in special centrale electrice si lucrari destinate marilor consumatori industriali);
- servicii de proiectare in domeniul energiei electrice, dezvoltarea proiectelor de eficienta energetica;
- livrare de echipamente si solutii pentru sisteme de monitorizare a consumului de energie, testare centrale electrice conform ordinului ANRE in privinta calitatii energiei electrice etc.

Misiunea SOLAR PROD ECOINVENT este sa ramana cel mai important partener de afaceri, apreciat de clientii furnizorii sai, si de comunitate deopotriva, pentru ca este capabil sa ofere solutii de top in domeniul electro-energetic.

Piata tinta pentru SOLAR PROD ECOINVENT este reprezentata de marii consumatori de energie si producatori (clienti industriali, centre comerciale, complexe rezidentiale, producatori de energie ce folosesc resurse regenerabile), precum si distribuitorii de energie ce doresc sa modernizeze sistemele electrice proprii.

Date intrare:

Oferta noastră presupune instalarea unei Centrale Electrice Fotovoltaice (C.E.F.) de producere a energiei electrice, avand ca efect reducerea costurilor aferente consumului de energie electrica si un impact pozitiv asupra mediului inconjurator.

Pentru calculul ofertei s-au luat în considerare următoarele date tehnice:

- Locația proiectului: ORADEA
- Amplasament panouri:Acoperis
- Orientare:Est-Vest
- Putere instalata invertoare: 400 kW
- Putere instalata panouri: 480.115 kWp

In urma calculului energetic rulat intr-un soft profesional dedicat s-a ajuns la urmatoarele valori necesare implementarii sistemului:

- Putere panouri 480.115 kWp
- Putere invertore: 400 kW

Oferta financiara:

Tel: 0725325992

Nr crt	Denumire	UM	Cantitate	Pret unitar (Euro fara TVA)	Pret total (Euro fara TVA)	Valoare TVA (Euro)	Pret total (Euro cu TVA)
0	1	2	3	4	5	6	7
1	Sistem fotovoltaic						
1.1	Panou fotovoltaic AIKO SOLAR 655 W Dual-glass Bifacial	buc/pcs	733	116.00	85,028.00	7,652.52	92,680.52
1.2	Montaj panouri fotovoltaice	buc/pcs	733	52.00	38,116.00	3,430.44	41,546.44
1.3	Invertor On Grid trifazat, Model Fronius Tauro ECO 100 3-D invertor	buc/pcs	4	6,148.00	24,592.00	2,213.28	26,805.28
1.4	Instalare + conexiuni invertoare	buc/pcs	4	2,200.00	8,800.00	792.00	9,592.00
1.5	Smart logger	buc/pcs	1	615.00	615.00	55.35	670.35
1.6	Smart meter	buc/pcs	1	280.00	280.00	25.20	305.20
1.7	Structura metalica pentru montare panouri	buc/pcs	1	32,000.00	32,000.00	2,880.00	34,880.00
1.8	Montaj suportii pentru panouri	buc/pcs	1	12,000.00	12,000.00	1,080.00	13,080.00
1.9	Tablou electric antiinsularizare	buc/pcs	1	4,150.00	4,150.00	373.50	4,523.50
1.1	Cablu solar tip Electroplast/Prysmian 6mm	m	9600	1.10	10,560.00	950.40	11,510.40
1.11	Cablu comunicatie	m	20	1.00	20.00	1.80	21.80
1.12	Panou AC+DC	buc/pcs	1	6,200.00	6,200.00	558.00	6,758.00
1.13	Priza de pamant+paratraznet	set	1	7,625.00	7,625.00	686.25	8,311.25
	TOTAL 1						
2	LUCRARI NECESARE CONECTARII LA TG HALA						
2.1	Jgheab metalic pentru protectie cabluri 200x60mm, cu capac	m	120	18.00	2,160.00	194.40	2,354.40
2.2	Cablu de energie pentru conectarea invertoarelor la tablourile de protectie, NYY 4x95+50	m	200	67.00	13,400.00	1,206.00	14,606.00
2.3	Cablu de energie pentru conectarea invertoarelor la instalatia de utilizare a beneficiarului, NYY 3x1x240+2x1x120	m	400	131	52,400.00	4,716.00	57,116.00
2.4	Tablou electric pentru conectarea invertoarelor la instalatia de utilizare a beneficiarului, complet echipat cu protectii conform ORD 228/ORD 15 al ANRE.	ansamblu	1	19,200.00	19,200.00	1,728.00	20,928.00
2.5	Material marunt/ carota straungere ineluitoare/ piesa etansare	ansamblu	1	1,500.00	1,500.00	135.00	1,635.00
				TOTAL General FARA TVA	318,646.00		
				Pret EURO/kW	663.8458333		
3	LUCRARI NECESARE CONECTARII LA TG HALA						
3.1	Studiu SF	buc/pcs	1	9,000.00	9,000.00	810.00	9,810.00
Nota:							
* Oferta nu include TVA							
* Termen de realizare 120 zile calendaristice							
* Termen de valabilitate a ofertei 90 zile							
* Perioada de garantie : 24 de luni pentru intregul sistem, 10 ani pentru panouri, 5 ani invertor							

S.C. SOLAR PROD ECOINVENT S.R.L.
Sediul in Sat Horea,com. Horea,str. Valea Arazii,Nr 5A
J1/776/2022 , cod fiscal RO46334220
Tel: 0725325992

Simularea productie in soft specializat PV-GIS:



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

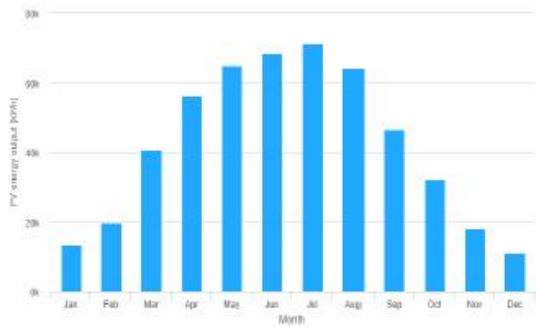
Provided inputs:
Latitude/Longitude: 47.092,21.887
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 480 kWp
System loss: 14 %

Simulation outputs
Slope angle: 5 °
Azimuth angle: -80 °
Yearly PV energy production: 506227.75 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1358.34 kWh/m²
Year-to-year variability: 19183.06 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.81 %
Spectral effects: 1.12 %
Temperature and low irradiance: -7.18 %
Total loss: -22.36 %

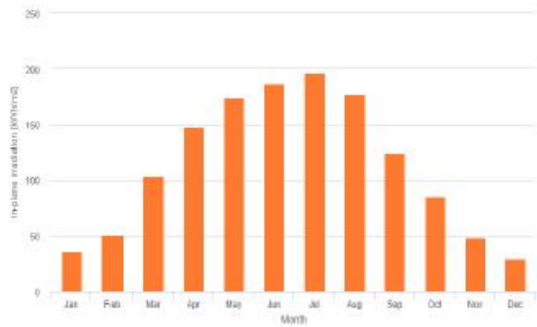
Outline of horizon at chosen location:

Legend:
■ Horizon height
--- Sun height, June
--- Sun height, December

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	13477.835.5	1901.8	
February	19829.050.5	4562.3	
March	40727.2103.4	6892.5	
April	56169.7147.5	6820.9	
May	64885.1173.8	6282.1	
June	68376.6186.7	4922.2	
July	71260.1196.8	6129.8	
August	64128.3176.9	6295.8	
September	46404.9124.5	4387.8	
October	32251.885.1	3843.0	
November	18024.647.9	2177.6	
December	10892.729.8	1817.9	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

S.C. SOLAR PROD ECOINVENT S.R.L.
Sediul in Sat Horea,com. Horea,str. Valea Arazii,Nr 5A
J1/776/2022 , cod fiscal RO46334220
Tel: 0725325992

Sistemul de producere energie din surse regenerabile fotovoltaice propus, are in componenta 733 de panouri fotovoltaice cu $P_{PV} = 655 W_p$ fiecare.

Puterea instalata a sistemului fotovoltaic de producere energie $P_{inst} = 480,115 kW_p$.

La locul de productie vor fi instalate 4 invertoare dupa cum urmeaza:

- 4 invertoare On Grid cu puterea nominal de 100kW

Orientarea panourilor fotovoltaice s-a stabilit E-V cu amplasare pe structura metalica.

Puterea electrica generata de panourile fotovoltaice in curent continuu este trecuta prin inverter si transformata in curent alternativ apoi, prin elemente de protectie, monitorizare si contorizare este distribuita consumarilor interni, surplusul de energie poate fi livrat in SEN daca beneficiarul doreste acest lucru. Inverterul utilizat controlează cantitatea de energie in exces ce poate ajunge in rețea, in caz contrar se va seta cu export zero si nu vom debita spre SEN nimic.

Livrarea si ambalarea vor fi conform standardelor in vigoare, iar serviciile de punere in functiune voi fi asigurate in intregime de catre contractant.

Termen de livrare/executie

Prezentarea graficului de executie desfășurat pe durata implementării proiectului este evidentiata mai jos.

	Luna 1	Luna 2	Luna 3
Semnare contract si proiectare			
Achizitie de echipamente,montaj sistem fotovoltaic			
Probe sistem si receptie			

Executant
SOLAR PROD ECOINVENT



AUDIT ELECTROENERGETIC
FONDUL PENTRU MODERNIZARE
Programul-cheie 1: Surse regenerabile de
energie și stocarea energiei

ELABORATOR: **STATPROG ENERGIE S.R.L.**
CUI: **43857887**
Adresa: **Jud. Bihor, Mun. Oradea, Str. Sovata, Nr.32**

BENEFICIAR: **Nidec Oradea**

DATA ELABORĂRII: **19.08.2024**

NUMAR PROIECT: **38**

APEL DE PROIECTE: **Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum**

FOAIE DE CAPĂT

TITLU PROIECT: **Construire Centrala fotovoltaica Nidec**

BENEFICIAR: **Nidec Oradea**

AUDITOR: **STATPROG ENERGIE S.R.L.**

AUDIT NR: **38**

DATA: **19.08.2024**

Funcția	Nume	Semnatura
Auditor energetic complex	Dr.Ing. Claudiu Mich	
Auditor electroenergetic	Dr. Ing Florin DAN	

Revizia	Data	Modificari
R01	26.07.2024	Versiune initiala
R01	19.08.2024	Oferta actualizata



Cuprins

FOAIE DE CAPĂT	2
Lista de abrevieri și definiții	5
A.PIESE SCRISE	8
1. DEFINIREA CONTURULUI	8
1.1. Elemente de identificare ale auditorului electroenergetic	9
1.2. Elemente de identificare ale beneficiarului lucrării	9
1.3 Aspecte generale	9
1.3.1. Obiectivele programului de finanțare în contextul politicilor energetice	9
1.3.2. Scopul auditului electroenergetic.....	11
1.4. Conturul de bilanț	12
1.5. Succintă descriere a consumatorului auditat.....	13
1.6. Cod CAEN al activităților desfășurate pe amplasamentul investiției	14
1.7. Fluxul tehnologic	14
1.8. Unitatea de referință asociată Bilanțului Electroenergetic.....	16
1.9. Aparatele de măsură utilizate.....	16
2. MODELUL MATEMATIC AL BILANȚULUI ENERGETIC ELABORAT.....	17
2.1. Modelul bilanțului electroenergetic în baza facturilor anterioare.....	18
2.2. Modelul bilanțului electroenergetic de tip proiectiv (analiza previzională)	18
2.3. Modelul matematic al Indicatorului I.2	19
2.4. Modelul matematic al Indicatorului I.4	19
2.5. Modelul matematic al Indicatorului I.5	20
2.6. Modelul matematic al Indicatorului I.6	20
3. CALCULUL COMPONENTELOR DE BILANȚ.....	21
3.1. Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată	21
3.1.1. Analiza structurii ide consum	21
3.1.2. Analiza consumului de energie – situație prognozată.....	24
3.1.3. Prezentarea soluției propuse	26
3.2. Cantitatea lunară de energie electrică consumată în anul de referință.....	27
3.3. Cantitatea lunară de energie electrică proiecție consum.....	27
3.4. Suprapunerea curbei de consum cu curba de producție de energie	29
4. CONCLUZII.....	31
B. PIESE DESENATE.....	34
BIBLIOGRAFIE.....	35
ANEXE	36

Lista de abrevieri și definiții

Abrevieri

CEF – Centrala electrica fotovoltaica

AE – Audit Electroenergetic

PT – Procesul de transformare (transformatoarele)

REDp – Reteaua Electrica de Distributie principala

TD – Tablou de distributie

TP – Tranformator de putere

TSI – Transformator de servicii interne

ANRE – Agentia Nationala pentru Reglementari Energetice

BE – Bilant electroenergetic

GES – Gaze cu Efect de Sera

SEN – Sistemul Electroenergetic National

LEA – Linie Electrica Aeriana

RET – Reteaua Energetica de Transport

CAPEX – Capital expenditures / cheltuielile de capital

k_f – coeficient de forma

RES – Surse regenerabile de energie

ATR- Aviz tehnic de racordare

CP – certificat de prosumator

CR – certificat de racordare

FS – fisa de solutie

PC – pompa de caldura

SSE – surse de stocare a energiei

ME – Ministerul Energiei

OE – operator economic

GS – Ghidul Solicitantului

Definiții

audit energetic - procedură sistematică al cărei scop este obținerea unor date/informații corespunzătoare despre profilul consumului energetic existent al unei clădiri sau al unui grup de clădiri, al unei operațiuni sau instalații industriale sau comerciale sau al unui serviciu privat sau public, identificarea și cuantificarea oportunităților rentabile de economisire a energiei și raportarea rezultatelor;

auditor energetic - persoana fizică, persoana fizică autorizată sau persoana juridică, fiecare din aceste categorii deținând autorizație de auditor energetic care îi conferă dreptul să realizeze audit energetic la consumatori, emisă de către Ministerul Energiei în baza Regulamentului pentru autorizarea auditorilor energetici din industrie, aprobat prin ordin al ministrului energiei; auditorii energetici persoane fizice își desfășoară activitatea ca persoane fizice autorizate sau ca angajați ai unor persoane juridice, conform legislației în vigoare;

client final/consumator - persoană fizică sau juridică care utilizează energie pentru propriul consum final;

contur de bilanț - reprezintă suprafața imaginară închisă în jurul unui echipament/instalație, la care se raportează fluxurile de energie care intră/ ies din conturul respectiv

energie - toate formele de produse energetice, combustibili, energie termică, energie din surse regenerabile, energie electrică sau orice altă formă de energie, astfel cum sunt definite în art. 2 [lit. \(d\)](#) din Regulamentul (CE) nr. 1.099/2008 al Parlamentului European și al Consiliului din 22 octombrie 2008 privind statisticile în domeniul energiei;

bilanț electroenergetic - reprezintă tipul de bilanț energetic care urmărește contabilizarea fluxurilor de energie electrică;

distribuitor de energie – persoană fizică/juridică responsabilă de transportul energiei în vederea livrării consumatorilor finali/stațiilor de distribuție care vând energie consumatorilor finali;

eficiență energetică - raportul dintre valoarea rezultatului performant obținut, aferentă serviciilor, bunurilor sau energiei rezultate, și valoarea energiei utilizate în acest scop;

economie de energie - cantitatea de energie economisită determinată prin măsurarea și/sau estimarea consumului înainte și după punerea în aplicare a unei măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, asigurând în același timp normalizarea condițiilor externe care afectează consumul de energie;

îmbunătățire a eficienței energetice - creșterea eficienței energetice ca rezultat al schimbărilor tehnologice, comportamentale și/sau economice;

Autoconsumul înseamnă consumul propriu al solicitantului din energia produsă la propriul loc de consum (același loc de consum și de producere) de capacitatea nouă de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea și reprezintă minimum 70% din producția anuală a acesteia; este considerat autoconsum energia produsă și consumată de către beneficiarul ajutorului de stat la locul de consum;

energie din surse regenerabile: înseamnă energia generată de instalații care utilizează exclusiv surse regenerabile de energie, astfel cum sunt definite la art. 2 pct. (1) din Directiva 2018/2001/EU privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, precum și cota, din punctul de vedere al valorii calorice, a energiei produse din surse regenerabile de energie în instalații hibride care utilizează și surse convenționale de energie și include energia electrică regenerabilă utilizată pentru umplerea sistemelor de stocare conectate în spatele contorului (instalat în comun sau ca supliment la instalația regenerabilă), dar exclude energia electrică produsă ca urmare a sistemelor de stocare;

surse regenerabile de energie electrică finanțate în cadrul Ghidului Solicitantului: înseamnă surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro.

A.PIESE SCRISE

1. DEFINIREA CONTURULUI

Prezentul raport conține rezultatele Auditului Electroenergetic (AE) efectuat asupra **Nidec Oradea**.

AE se face pe conturul de bilant electric al consumatorilor electrici situați pe amplasamentul **Nidec Oradea** cu toate componentele semnificative.

AE s-a efectuat în conformitate cu "Ghid de elaborare a auditurilor energetice ,aprobat prin Decizia ANRE 2123/2014", parte integrantă a ordinului ARCE nr. 245, confirmat prin Ordinul nr. 85/2014 al președintelui ANRE. S-au utilizat, de asemenea, celelalte surse bibliografice fundamentale pentru AE, înscrise în lista bibliografică inclusă. Aceasta documentație a fost realizată pentru utilizarea în cadrul solicitării de finanțare – Fondul pentru modernizare – Program cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, și a fost adaptată acestui scop prin evidențierea informațiilor solicitate în ghidul solicitantului: Fondul pentru modernizare – Program cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei - *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum.*

Prezenta documentație a fost elaborată pentru utilizarea în cadrul solicitării de finanțare – Fondul pentru modernizare – Program cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei și a fost adaptată acestui scop prin evidențierea informațiilor specifice solicitate în Ghidul solicitantului: Fondul pentru modernizare – Program cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei - *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum.*

1.1. Elemente de identificare ale auditorului electroenergetic

Denumire auditor:	Claudiu Mich
Adresa:	Oradea
Telefon:	07445458453
Documentul de atestare:	Autorizație nr.: 0150/ 25.01.20234
Denumire auditor:	Dan Florin Ciprian
Adresa:	Oradea
Telefon:	0742633462
Documentul de atestare:	Autorizație nr.: 0211/ 31.01.2024
E-mail:	contact@studiufezabilitate.ro
Firma	S.C. Statprog Energie S.R.L.

1.2. Elemente de identificare ale beneficiarului lucrării

Denumire companie:	Nidec Oradea
Adresa:	Sediul: Str. Petre P. Carp 20 , loc. Oradea, jud. Bihor
Număr AE:	NR.: 38/19.08.2024
Persoana contact:	Carmen Mihat
E-mail:	Carmen.Mihat@mail.nidec.com

1.3 Aspecte generale

1.3.1. Obiectivele programului de finanțare în contextul politicilor energetice

Programul de finanțare, pentru care se realizează prezenta documentație, are ca și obiectiv major creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile la nivelul întreprinderilor, prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul Fondului pentru Modernizare.

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) și se derulează conform prevederilor Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre.

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, la țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) precum și cele stabilite în cadrul FM, privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii producției de energie electrică 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, pentru autoconsum, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul PNIESC și FM - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.*

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

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

1.3.2. Scopul auditului electroenergetic

Prezenta lucrare de audit răspunde cerințelor obligatorii stabilite în sarcina beneficiarului de finanțare prin Ghidului solicitantului, elaborat de o persoană fizică sau juridică atestată/autorizată în condițiile legii, din care să rezulte:

- ***consumul propriu mediu anual,***
- ***consumul suplimentar de energie în situația în care se preconizează instalarea de noi consumatori de energie electrică la nivelul beneficiarului,***
- ***producția estimată de unitatea de producere, elaborat de o persoană fizică sau juridică atestată/autorizată în condițiile legii.***

Auditul electroenergetic se va realiza în baza facturilor anterioare și/sau de tip proiectiv, pentru validarea curbei de consum de energie electrică pentru 12 luni, a dimensionării sistemului fotovoltaic, inclusiv proiecție producție/consum propriu energie electrică.

Auditul va trebui să justifice îndeplinirea următoarei relații, prin comparația curbei de consum și a curbei estimate de producție:

$$I \leq 30\% P$$

unde:

I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă și energia consumată.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

Consumul propriu de energie al solicitantului din energia produsă la propriul loc de consum va reprezenta **obligatoriu** minim 70% din producția de energie din surse regenerabile a capacității de producere de energie finanțată și instalată la locul de consum. Proiectul pentru care se solicita finanțare poate avea un singur punct de consum. Locul de producere și locul de consum trebuie să fie aceleași.

Conform GS auditul electroenergetic poate fi elaborat de o persoană fizică sau juridică atestată/autorizată în condițiile legii care are dreptul să realizeze audit energetic la consumatori, conform prevederilor Legii nr. 121/2014, privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.

1.4. Conturul de bilanț

Conturul de bilanț este definit de energia electrică utilizată aval de punctul de racordare definit în CR nr: **49 din 24.05.2016**.

Alimentarea de bază se realizează printr-un racord subteran de 20 kV, realizat din cablu A2XS2Y, 3x1x240 mm², de la Punctul de Conexiune WDP Sogefi până la Punctul de Conexiune Nidec.

Punctul de Conexiune este de 20 kV este echipat cu:

- două celule de linie, echipate cu separatoare de sarcină în SF6 24 kV/630A;
- Celula măsură, echipat cu: 3xTC 2x150/5/5 A (cls. 5), și siguranțe fuzibile, 3xTT 20/√3/0,1/√3/0,1/3 kV;
- trei celule trafo, echipate cu separator de bare în SF6 24kV/630 A, întreruptor în SF6 24kV, releu digital de protecție;
- trei transformatoare de putere 20/0,4 kV – 1600 kVA;
- trei TDRI 0,4 kV echipate cu întreruptor In= 3 000 A.

Alimentarea de rezervă se realizează printr-un racord electric subteran, secund, de 20 kV, realizat cu cablu, A2XS2Y, 3x1x240 mm², din stația 110kV Eurobusiness.

Măsurarea energiei electrice se realizează prin grupul de măsurare indirectă, în celula de măsură din PC Nidec, cu 3xTC 2x150/5/5A (raport de transformare 150/5 A, cls. 0,5), 3xTT 20/√3/0,1/√3/3kV (cls. 5) și contor electronic trifazat 5A, cu curba de sarcină, telecitire, amplasat pe peretele exterior al PC Nidec.

Celulele trafo din PC Nidec sunt echipate cu următoarele funcții de protecție:

- ✓ Protecție maximală de curent în două trepte;
- ✓ Protecție homopolară de curent;
- ✓ Protecție la supratemperatură;

Conturul de bilanț va conține și consumurile asociate prin preconizarea instalării de noi consumatori de energie electrică la nivelul beneficiarului. Procesele tehnologice cuprinse în acest contur sunt cele care contribuie sau vor contribui la realizarea produselor finite.

NIDEC ORADEA SRL este o societate comercială cu răspundere limitată ce activează în domeniul proiectării, producției și testarea motoarelor electrice care au aplicabilitate pe o varietate de industrii, precum robotică, industria frigorifică, auto, etc. Sediul social al companiei este în Municipiul Oradea, Strada Petre P. Carp, Nr. 20, Jud. Bihor, România. Aici compania deține 169 000 de metri pătrați de teren și o clădire de 21 000 de metri pătrați, din care 12 424 sunt spații direct productive, iar 5 000 de metri pătrați sunt destinate pentru birouri și spații administrative. Numărul de angajați ai companiei a crescut în mod constant, locurile de muncă nou create fiind atât în sectorul productiv, cât și în sectorul de servicii.

1.5. Succintă descriere a consumatorului auditat

Beneficiarul investiției

SC Nidec Oradea S.R.L.

Sediul: **Str. Petre P. Carp 20 , loc. Oradea, jud. Bihor**

Cod unic de înregistrare: **30997641**

Denumire obiectiv investiții: **Realizarea centrala electrica fotovoltaica autoconsum Nidec Oradea S.R.L.**

Amplasament investiție:

Str. Petre P. Carp 20 , localitate Oradea, județ Bihor.

Acțiunea pentru care se solicită finanțare:

Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse solare (sub 5 MW inclusiv)

Coordonate GPS: 47.08664, 21.86520



1.6. Cod CAEN al activităților desfășurate pe amplasamentul investiției

CAEN activitati: **2811 Fabricarea de motoare și turbine (cu excepția celor pentru avioane, autovehicule și motociclete)**

1.7. Fluxul tehnologic

Pentru a asigura coerența și conformitatea activităților desfășurate cu reglementările specifice, fluxul tehnologic al operatorului economic este aliniat riguros la clasificarea CAEN aferentă codului său principal de activitate. Această aliniere garantează că toate procesele operaționale respectă standardele și cerințele legale impuse de clasificarea CAEN: **2825**, facilitând astfel nu doar conformitatea regulatorie, ci și optimizarea performanței generale a întreprinderii. SC Nidec Oradea SRL este o întreprindere cu activitate de producție de motoare electrice precum și cea de **servicii** de suport, precum și fabricarea echipamentelor de ventilație și frigorigice, exclusiv a echipamentelor de uz casnic, fabricarea de motoare și turbine (cu excepția celor pentru avioane, autovehicule și motociclete), respectiv fabricarea de motoare hidraulice.

Activitățile desfășurate în cadrul Nidec Oradea constau în:

- Proiectare, producție și testare de motoare electrice care au aplicabilitate de utilizare în robotică, industria frigorifică și cea auto.
- Proiectarea și producția de soluții complet automatizate care au aplicabilitate în industria auto, prelucrarea metalelor, logistică portuară, producția hârtiei.
- Producție de variatoare de viteză cu aplicabilitate în automatizări industriale, automatizări clădiri, industria de fabricare a echipamentelor (OEM).
- Servicii de suport pentru mai multe companii ale Grupului Nidec, în domenii precum financiar, servicii clienți, marketing, furnizare și achiziții, suport IT și inginerie.

Activitatea curentă a companiei este structurată, după cum se arată mai sus, pe mai multe niveluri, cel mai important fiind proiectarea, producția și testarea motoarelor electrice care au aplicabilitate pe o varietate de industrii, precum robotică, industria frigorifică și cea auto cu echipamente și utilaje de ultimă generație. Pe lângă cele trei divizii direct productive, compania oferă o gamă de servicii de suport în mai multe domenii precum financiar, servicii clienți, marketing, achiziții și achiziții, suport IT și inginerie, pentru o serie de companii care activează pe piețele din Franța, Italia, Germania, Regatul Unit, Spania sau Elveția.

Echipa de producție a avut o evoluție impresionantă, cu o creștere de peste 100% în 24 de luni, de la 159 de angajați în Ianuarie 2019 la un număr total de 286 angajați la sfârșitul anului 2020, respectiv creșterea la un număr de 391 angajați la sfârșitul anului 2021, respectiv astăzi fiind un număr de 531 de angajați.

Echipa de servicii se adaugă angajaților din sectorul productiv și deservește un total de 11 regiuni, oferind servicii financiare, servicii pentru clienți și marketing, lanț de aprovizionare și servicii logistice, date de bază, aplicații și infrastructură IT, inginerie și resurse umane. Piețele specifice pentru care se adresează compania, constau în toate sectoarele care utilizează aplicații care necesită reglarea vitezei sau controlul cuplului/curentului (industria petrolului și gazelor, industria de tratare a apei și separarea aerului, industria metalică, chimică, celulozei și hârtiei etc).

Perimetrul în care își desfășoară activitatea operatorului economic este alimentată cu energie electrică printr-un punct de conexiune de Medie Tensiune unde este și delimitarea dintre instalația de distribuție energie electrică și instalația electrică a consumatorului final SC Nidec Oradea SRL. În acest punct este și punctul de măsură generală pe medie tensiune pentru decontarea energiei electrice consumate. Instalația electrică a consumatorului final se compune din 3 (trei) transformatoare MT/JT de 1600 kVA dintre care unul este utilizat pentru situațiile de urgență alimentând Casa Pompelor cu o putere instalată de 1200 [kW], Casa Poartă cu putere instalată de 20 [kW] și instalația de iluminat perimetral din parcare exterioră. Celelalte două transformatoare sunt utilizate pentru alimentarea liniilor de producție și Birouri, unde hala de producție are o putere instalată de 4000 [kW], respectiv zona de birouri are o putere instalată de 1200 [kW]

1.8. Unitatea de referință asociată Bilanțului Electroenergetic

În conformitate cu modelele de Bilanț Electroenergetic (BE) și "Ghid de elaborare a auditurilor energetice, aprobat prin Decizia ANRE 2123/2014", parte integrantă a ordinului ARCE nr. 245, confirmat prin Ordinul nr. 85/2014 al președintelui ANRE, unitatea de referință asociată este „anul”.

1.9. Aparatele de măsură utilizate

În conformitate cu legislația din România, Hotărâre 711/2015- Contoare de energie electrică activă (MI 003) și Lege 121/2014 – Cap. V - Contorizare, facturare, costuri de acces, caracteristicile contoarelor de energie electrică utilizate la punctele de delimitare cu rețeaua de distribuție a energiei electrice sunt reglementate de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE). Aceste caracteristici sunt esențiale pentru asigurarea corectitudinii și transparenței procesului de măsurare a consumului de energie electrică și includ următoarele aspecte:

Precizia măsurătorii: Contorul trebuie să fie precis în măsurarea cantității de energie electrică consumată, asigurându-se că valorile înregistrate sunt cât mai apropiate de cantitatea reală consumată.

Fiabilitatea și durabilitatea: Contorul trebuie să fie fiabil și durabil în exploatare, să funcționeze corect în diverse condiții de mediu și să aibă o durată de viață adecvată pentru a asigura măsurători precise pe termen lung.

Siguranța electrică: Contorul trebuie să respecte standardele de siguranță electrică pentru a proteja atât consumatorii cât și personalul care lucrează cu aceste echipamente împotriva riscului de electrocutare sau de incendiu.

Imunitatea la interferențe: Contorul trebuie să fie rezistent la interferențele electrice și electromagnetice din mediul înconjurător pentru a asigura că măsurătorile nu sunt afectate de astfel de fenomene.

Compatibilitatea cu standardele tehnice și de interoperabilitate: Contorul trebuie să fie compatibil cu standardele tehnice și de interoperabilitate specificate de ANRE pentru a asigura compatibilitatea și interoperabilitatea acestuia cu alte echipamente și sisteme din rețea.

Fără manipulare ilegală: Contorul trebuie să fie proiectat și fabricat în așa fel încât să fie dificil de manipulat sau fraudat, asigurându-se astfel că măsurătorile sunt corecte și că nu există posibilitatea de fraudare a consumului de energie electrică.

Aceste caracteristici sunt esențiale pentru asigurarea unui proces de măsurare a consumului de energie electrică transparent, corect și conform legislației în vigoare din România.

Contoarele care au stat la baza măsurătorilor cuprinse în acest audit sunt conforme cu cerințele de mai sus, fiind cele montate și utilizate de operatorul de distribuție local al energiei electrice.

Evaluarea energetică se realizează pe tot conturul electroenergetic al Companiei Nidec Oradea din Oradea, Str. Petre P. Carp, Nr. 20, jud. Bihor, din Parcul industrial Eurobusiness. Conturul energetic se evaluează doar la nivel global, general, pe curba de sarcină (energie electrică) aferentă companiei Nidec Oradea, pentru stabilirea consumului de energie electrică și al producției de energie electrică cu sursa locală de proveniență regenerabilă (panouri fotovoltaice) pentru care se vor calcula indicatorii ceruți prin ghidul solicitantului.

Principalul scop pentru care se realizează evaluările energetice este acela de a estima consumul total, global de energie electrică, la nivel orar, lunar, anual pornind de la următoarele informații de referință:

- Curba de sarcină IBD cu energia electrică consumată din SEN la punctul de delimitare al consumatorului final Nidec Oradea;
- Regimul de funcționare (pornit-oprit, continuu, intermitent, alternativ);
- Numărul estimat/măsurat de ore de funcționare;

Informațiile se preiau de la beneficiar, fie dintr-o evidență monitorizată, fie se estimează în urma evaluărilor în conturul electroenergetic, pornind de la o serie de informații obținute de la beneficiar, corelate cu regimul de funcționare al receptoarelor la momentul realizării evaluărilor energetice.

În aceste condiții, au fost luate în considerare următoarele perioade de funcționare a receptoarelor din conturul energetic analizat, pe durate de timp – intervale orare, lunare, anuale (2019-2022), pe baza înregistrărilor de consumuri din istoric, pe baza informațiilor obținute în urma discuțiilor cu beneficiarul, efectuate în intervalele calendaristice, pe durata realizării analizei electroenergetice.

2. MODELUL MATEMATIC AL BILANȚULUI ENERGETIC ELABORAT

Auditul electroenergetic în baza facturilor anterioare și/sau de tip proiectiv, pentru validarea curbei de consum de energie electrică pentru 12 luni, a dimensionării sistemului fotovoltaic, inclusiv proiecție producție/consum propriu energie electrică. Auditul va trebui să justifice îndeplinirea următoarei relații, prin comparația curbei de consum și a curbei estimate de producție:

$$I \leq 30\% P$$

unde:

I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă și energia consumată.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

2.1. Modelul bilanțului electroenergetic în baza facturilor anterioare

$$\sum_{i=1}^{12} I_i \leq 30\% P_i \quad i=1...12 \text{ (douăsprezece luni consecutive)}$$

unde:

I_i = Cantitatea lunară de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă în luna „i” de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate și energia consumată în luna „i”.

P_i = Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

$$I_i = P_i - C_i$$

unde:

C_i = energia consumată în luna „i” corespunzătoare facturii de energie electrică pentru luna „i”
 $i=1...12$ (douăsprezece luni consecutive).

2.2. Modelul bilanțului electroenergetic de tip proiectiv (analiza previzională)

$$\sum_{i=1}^{12} I_i \leq 30\% P_i \quad i=1...12 \text{ (douăsprezece luni consecutive)}$$

unde:

I_i = Cantitatea lunară de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă în luna „i” de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate și energia previzionată a fi consumată în luna „i”.

P_i = Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

$$I_i = P_i - \varepsilon_i$$

ε_i = energia previzionată a fi consumată în luna „i” corespunzătoare estimării consumului de energie electrică pentru luna „i” $i=1...12$ (douăsprezece luni consecutive).

$$\varepsilon_i = \sum_{n=1}^n \varepsilon_{cn} + C_i = P_{icn} * \theta_z * z_i * K_s * K_u$$

$$\varepsilon_{c_n} = P_{icn} * \theta_z * z_i * K_s * K_u$$

unde:

ε_{c_n} = energia lunara, în luna „i”, consumata ca suma a estimării energiei utilizate într-o luna de fiecare consumator electric;

P_{icn} = puterea instalata a consumatorului electric „n”;

n = numărul total al consumatorilor electrici preconizat a fi instalați;

θ_z = media orelor de funcționare pe zi în sarcina;

z_i = numărul total al zilelor din luna „i”;

K_s = coeficient de simultaneitate așa cum este definit în Normativul I7-2011;

K_u = coeficient de utilizare așa cum este definit în Normativul I7-2011.

2.3. Modelul matematic al Indicatorului I.2

$$M_{CO2} = P_t * fe_{CO2}$$

unde:

P_t = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate. [MWh/an]

$fe_{CO2} = 0.6119$ [tone CO2/MWh]

2.4. Modelul matematic al Indicatorului I.4

Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință(20 de ani).

$$P_{t20} = \sum_{i=1}^{20} P_{ti}$$

unde:

P_{tl} = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate. [MWh/an]

P_{ti} = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, luând în considerare degradarea anuală a panourilor. [MWh/an]

2.5. Modelul matematic al Indicatorului I.5

Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu.

$$(P_i - I_i) / P_i \geq 70 \%$$

unde:

I_i = Cantitatea lunară de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă în luna „i” de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate și energia previzionată a fi consumată în luna „i”.

P_i = Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

$$I_i = P_i - \varepsilon_i$$

ε_i = energia previzionată a fi consumată în luna „i” corespunzătoare estimării consumului de energie electrică pentru luna „i” $i = 1 \dots 12$ (douăsprezece luni consecutive).

2.6. Modelul matematic al Indicatorului I.6

Factorul de capacitate al centralei

$$P_{tl} / (C_{ap} * 8760) * 100$$

unde:

P_{tl} = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate. [MWh/an]

C_{ap} = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile. [MW]

3. CALCULUL COMPONENTELOR DE BILANȚ

3.1. Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată

3.1.1. Analiza structurii ide consum

Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate va fi prezentată în tabelul de mai jos și este **asumată prin oferta tehnică** de furnizorul soluției CEF.

În acest capitol se prezintă indicatorii aferenți conturului energetic (Nidec Oradea) pentru vectorul energetic: energie electrică.

La nivelul companiei, energia electrică consumată pentru desfășurarea procesului tehnologic, provine din SEN.

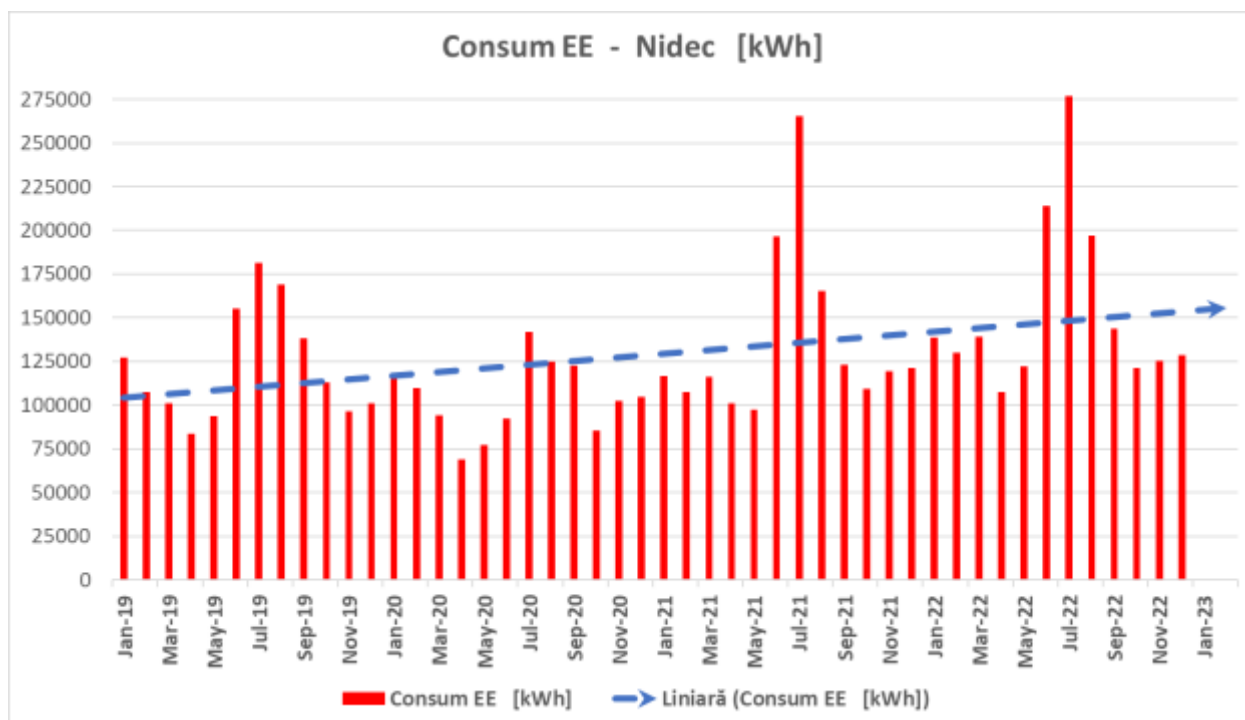
În continuare se prezintă situația consumurilor de energie electrică, din cadrul conturului de evaluare energetică, conform istoricului de consumuri din perioada 2019 - 2023, aceste date au fost furnizate de către Beneficiar.

Principalii indicatori care se vor evalua în acest capitol sunt:

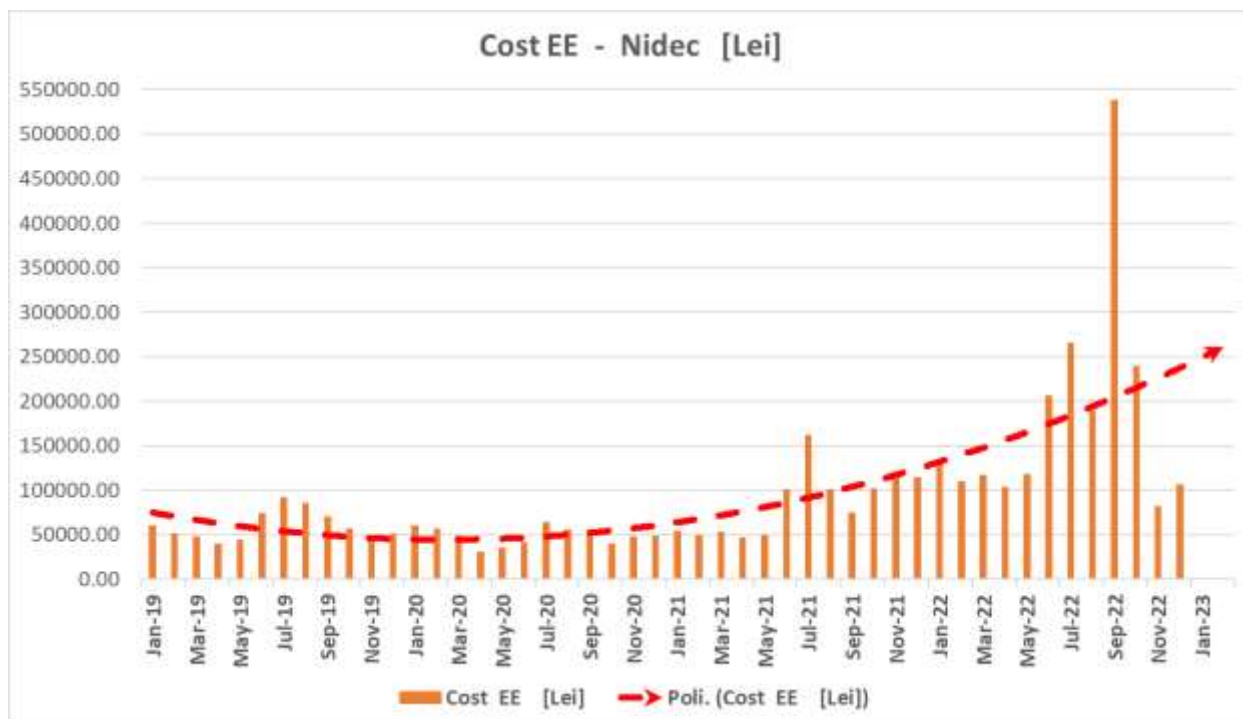
1. Consumurile de energie la nivel lunar și anual (U.M./unitatea de timp);
2. Costurile cu energia la nivel lunar și anual (Ron/unitatea de timp);
3. Costurile specifice cu energia (Ron/U.M.);
4. Inventarierea/amprenta emisiilor de CO₂ (tone CO₂/an);

Se prezintă evidența energiei electrice active consumate și facturate în perioada 2019-2022

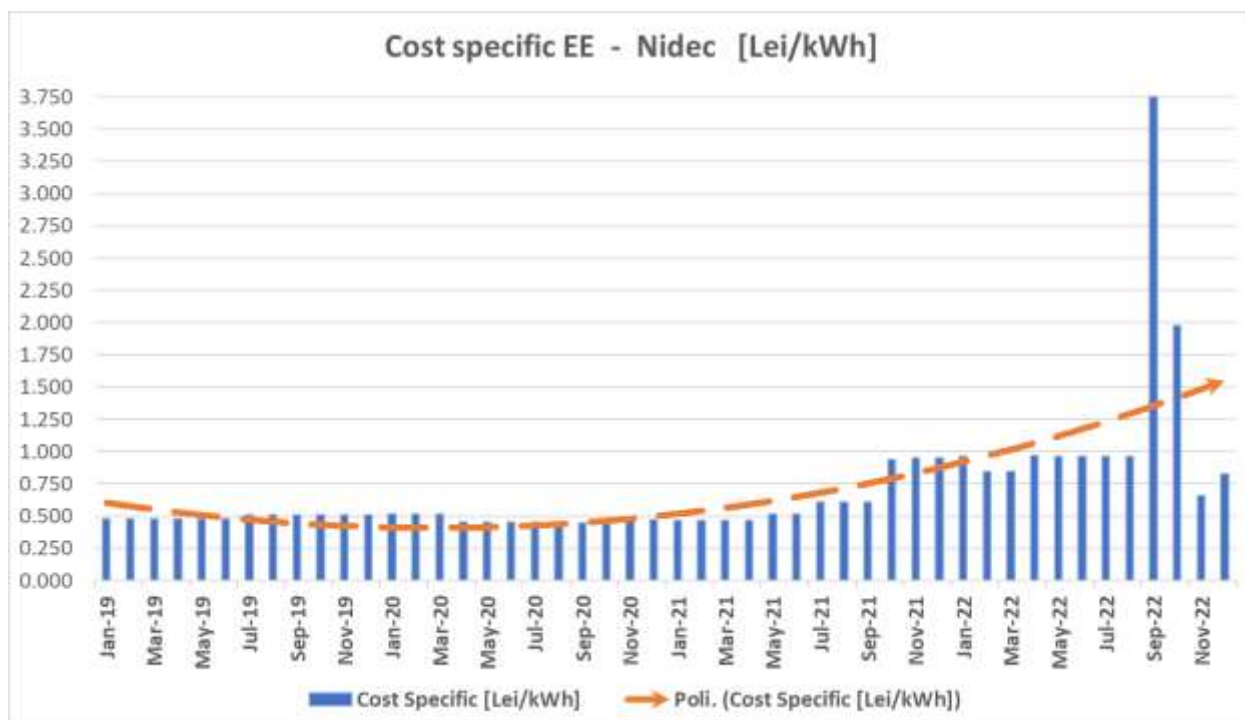
	2019			2020			2021			2022		
	Consum EE [MWh]	Cost EE [Lei]	Cost Specific [Lei/kWh]	Consum EE [MWh]	Cost EE [Lei]	Cost Specific [Lei/kWh]	Consum EE [MWh]	Cost EE [Lei]	Cost Specific [Lei/kWh]	Consum EE [kWh]	Cost EE [Lei]	Cost Specific [Lei/kWh]
ianuarie	127.032	60444.99	0.476	117.330	60497.72	0.516	116.574	54056.06	0.464	138.672	133584.89	0.963
februarie	107.580	51328.42	0.477	109.716	56702.32	0.517	107.418	49965.95	0.465	129.996	109715.57	0.844
martie	100.932	48207.05	0.478	94.062	48613.42	0.517	116.010	53805.17	0.464	138.978	117299.07	0.844
aprilie	83.700	39976.75	0.478	68.928	31317.94	0.454	101.016	46850.98	0.464	107.232	104235.91	0.972
mai	93.468	44642.18	0.478	76.968	34984.85	0.455	97.518	50102.57	0.514	121.962	117814.17	0.966
iunie	154.980	74023.15	0.478	92.412	41979.51	0.454	196.734	101077.55	0.514	214.020	206741.35	0.966
iulie	181.512	92205.77	0.508	141.864	64369.46	0.454	265.350	161908.01	0.610	276.648	266094.75	0.962
august	169.152	85927.51	0.508	124.914	56199.20	0.450	165.246	100828.09	0.610	197.166	189650.62	0.962
septembrie	138.012	70176.79	0.508	122.430	55080.79	0.450	123.282	75222.70	0.610	143.532	538058.41	3.749
octombrie	112.752	57276.81	0.508	85.512	39489.14	0.462	109.080	102448.23	0.939	121.080	239278.30	1.976
noiembrie	96.480	49038.85	0.508	102.414	48091.45	0.470	119.394	113331.46	0.949	125.424	82240.52	0.656
decembrie	101.118	51809.47	0.512	104.832	49226.88	0.470	121.212	115057.15	0.949	128.616	106686.97	0.830



Se observă din curba de consum o tendință de creștere a consumului cu vârfuri în sezonul cald, ceea ce denotă o activitate cu temperatură controlată la o valoare prestabilită și constantă.

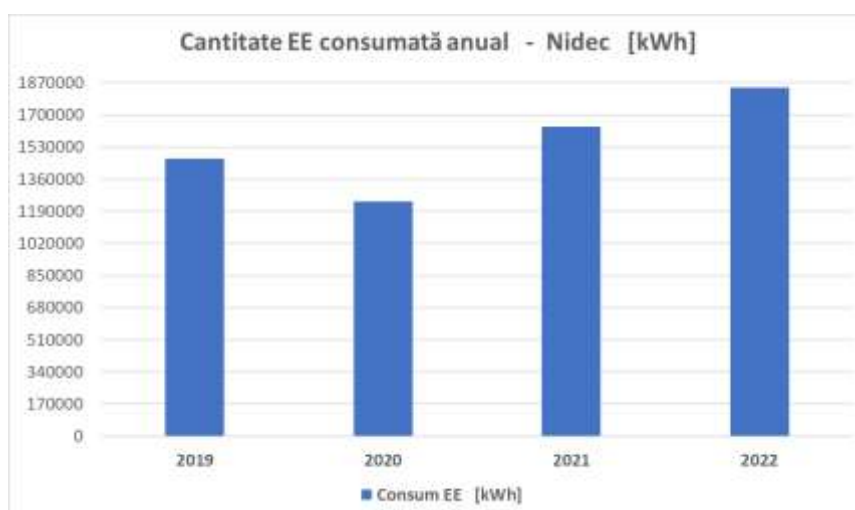


Analiza costurilor cu energia electrică prezentat în graficul de mai sus prezintă variații în funcție de cantitatea consumată și impactul creșterii prețului unitar pentru perioada de analiză 2019 - 2022.

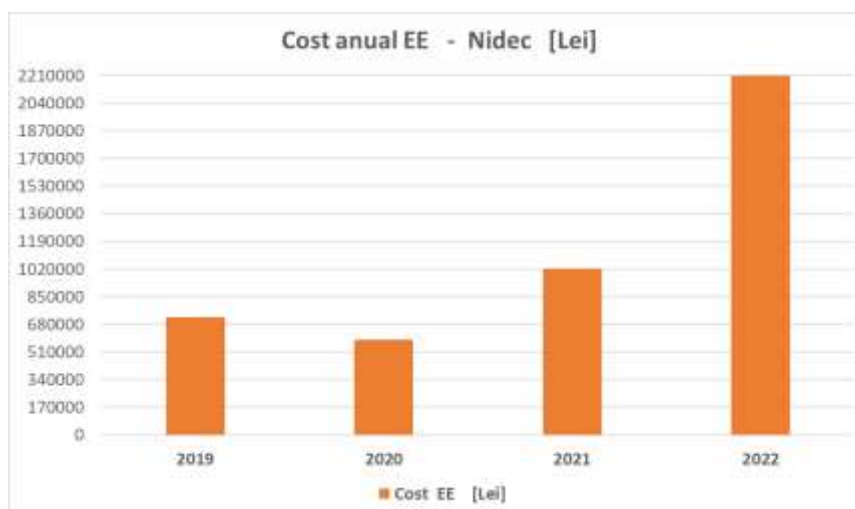


Costul specific de energie electrică indică o tendință crescătoare

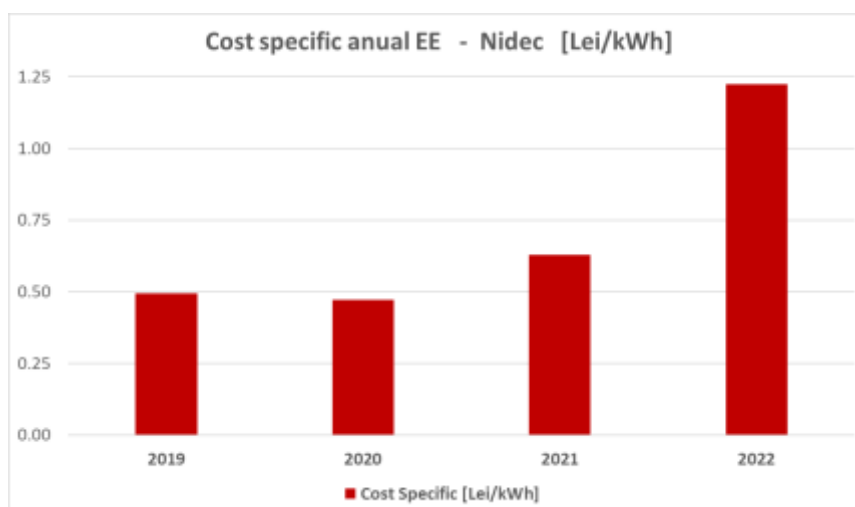
Indicatori energie electrică			
An	Consum EE [MWh]	Cost EE [Lei]	Cost Specific [Lei/kWh]
2019	1466.718	725057.74	0.493
2020	1241.382	586552.68	0.472
2021	1638.834	1024653.92	0.629
2022	1843.326	2211400.52	1.224



Cantitatea de energie electrică consumată anual este fluctuantă. Cel mai mic consum înregistrându-se în anul 2020 în valoare de 1241,382 [MWh], urmând o creștere de 32% în anul 2021 plus încă 16% în 2022. Această creștere este influențată de intensitatea producției.



Graficul costului de energie electrică de mai sus reflectă în primul rând variația creșterii consumului de energie electrică și totodată tendința de creștere a prețului la energia electrică furnizată în piața consumatorilor finali, înregistrând o creștere semnificativă în anul 2022.



Costul specific al energiei electrice are o tendință de creștere facilitat de perioada pandemică și post pandemică în care cererea de energie electrică a fluctuat cel mai mult iar răspunsul pieței a fost de creștere exponențială în anul 2022.

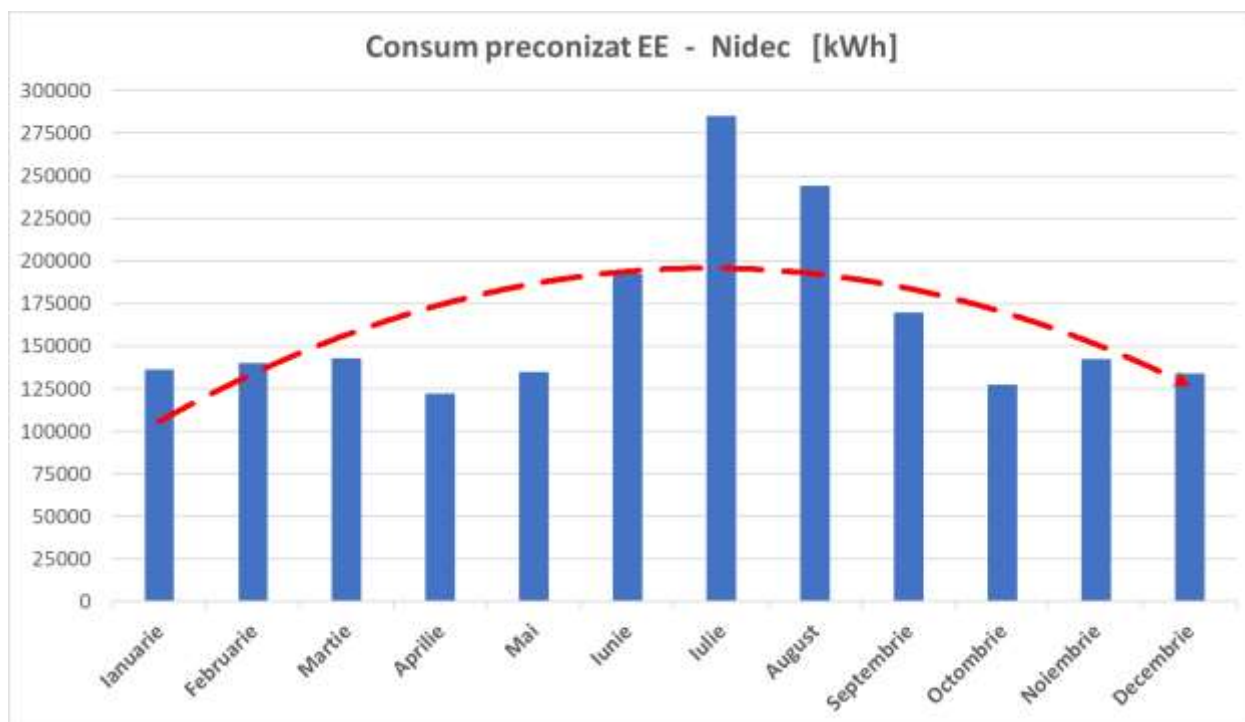
3.1.2. Analiza consumului de energie – situație prognozată

Facem mențiunea ca evaluările (calculul) indicatorilor din ghidul solicitantului se vor face raportat la situația prognozată deoarece aceasta reflectă viitoarea funcționare a fabricii în regim normal. Mai precizăm faptul că indicatorii din ghid sunt calculați optimist.

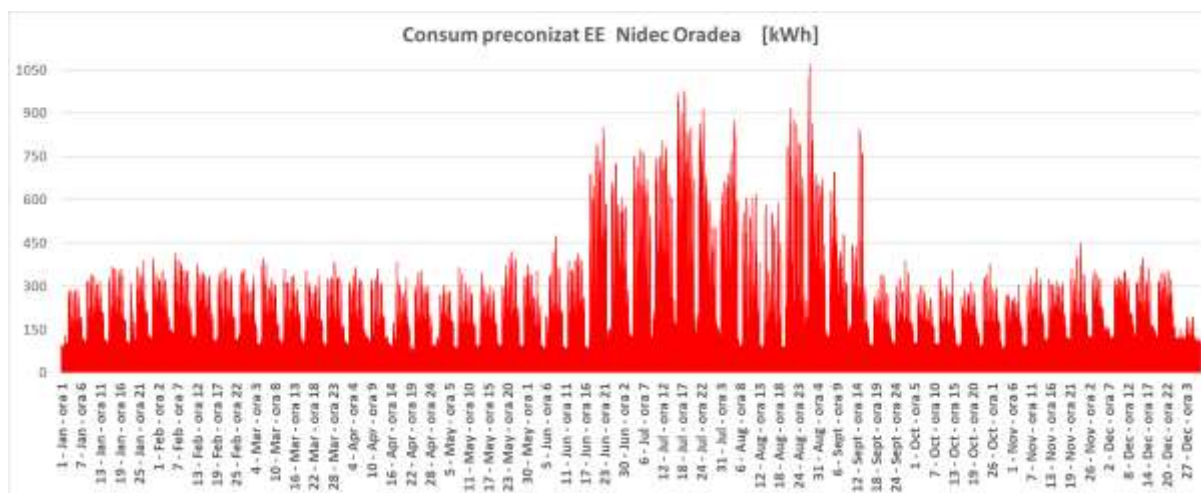
AUDIT ELECTROENERGETIC

În tabelul următor se prezintă consumul de energie electrică estimat prin corecții, pentru a simula situația reală de funcționare.

Luna	Consum preconizat EE [MWh]
Ianuarie	13.478
Februarie	19.629
Martie	40.727
Aprilie	56.169
Mai	64.885
Iunie	68.376
Iulie	71.260
August	64.128
Septembrie	46.405
Octombrie	32.251
Noiembrie	18.024
Decembrie	10.892



Consumul de energie la nivel orar estimat pentru consumatorul Nidec Oradea pentru un an de zile este reprezentat în figura următoare.



3.1.3. Prezentarea soluției propuse

Cantitatea lunară de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate va fi prezentată în tabelul de mai jos și este **asumată prin oferta tehnică** de furnizorul soluției CEF.

Caracteristici tehnice ale CEF propusă

- Putere instalată CEF: **480.00 kWp**
- Producția medie de energie electrică din surse regenerabile: **506.2296 MWh/an**

Caracteristici panouri

- Număr panouri : **750 panouri**
- Putere instalată panouri: **640 Wp**
- Cod panou: **AIKO G640-MCH72Dw-640W**
- Degradarea generării în primul an: **1%**
- Degradarea anuală a generării după primul an: **0.35%**

Caracteristici invertoare

Tabel 3.1. Caracteristici invertoare

Tip invertor	Cantitate	Putere (kW)
Huawei SUN2000 100KTL-M2	4	100

Putere totală	400.0000 kW
----------------------	--------------------

Tabel 3.2. Estimarea generării lunare de energie electrică

Luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
UM	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
P_i	1347 8	1962 9.2	4072 7.4	5616 9.9	6488 5.1	6837 6.6	7126 0.1	6412 8.5	4640 5.1	3225 1.9	1802 4.9	1089 2.9

Generarea totala de energie electrica din CEF estimata a fi produsa de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate este de: **506.2296 MWh/an.**

3.2. Cantitatea lunară de energie electrică consumată în anul de referință

Cantitatea lunară de energie electrică consumată si înregistrată de contoarele de energie electrică Clasa 1 conform IEC/CEI EN 62053-21 si Clasa B conform EN 50470-3 (MID).

Tabel 3.3. Cantitatea lunară de energie electrică consumată

Luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
UM	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
C_i	2852 88	2440 14	1699 50	1273 26	1424 40	1339 20	1462 86	1315 08	1112 88	1037 52	1065 96	1701 00

Total = **1872468.0000 kWh**

3.3. Cantitatea lunară de energie electrică proiecție consum

Analiza va lua în calcul cantitatea de energie electrică estimată a fi consumată într-o luna după instalarea noilor consumatori. Aceste informații sunt furnizate de către beneficiar pe baza planurilor de dezvoltare si investiții corespunzătoare următoarelor exerciții financiare si a estimării timpului de utilizare a acestor echipamente consumatoare de energie electrică.

Consumatori electrici :

Tabel 3.4. Consumatori suplimentari preconizați a fi instalați

Denumire consumator de energie electrica	Cantitate [buc]	Putere instalată [kW]	Ore funcționare zilnică [h]
--	--------------------	-----------------------------	--------------------------------------

Total:**0.0000 kWh**

Planul de investiții al beneficiarului nu specifica instalarea unor consumatori suplimentari in anul următor. In aceste condiții tabelul următor arată valorile estimate similare cu valorile actuale din facturi.

Consumul propriu mediu lunar împreună cu consumul suplimentar de energie după instalarea preconizata de noi consumatori de energie electrica la nivelul beneficiarului

Tabel 3.5. Cantitatea lunară de energie electrică consumată

Luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
UM	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
ε_i	2852 88.0 000	2440 14.0 000	1699 50.0 000	1273 26.0 000	1424 40.0 000	1339 20.0 000	1462 86.0 000	1315 08.0 000	1112 88.0 000	1037 52.0 000	1065 96.0 000	1701 00.0 000

$$\varepsilon_i = 1872468.0000 \text{ kWh}$$

In figura următoare reprezentam grafic consumul propriu mediu lunar împreună cu consumul suplimentar de energie (prezentate in tabelul 3.5) raportat la estimarea generării lunare de energie electrica a CEF(prezentate in tabelul 3.2).

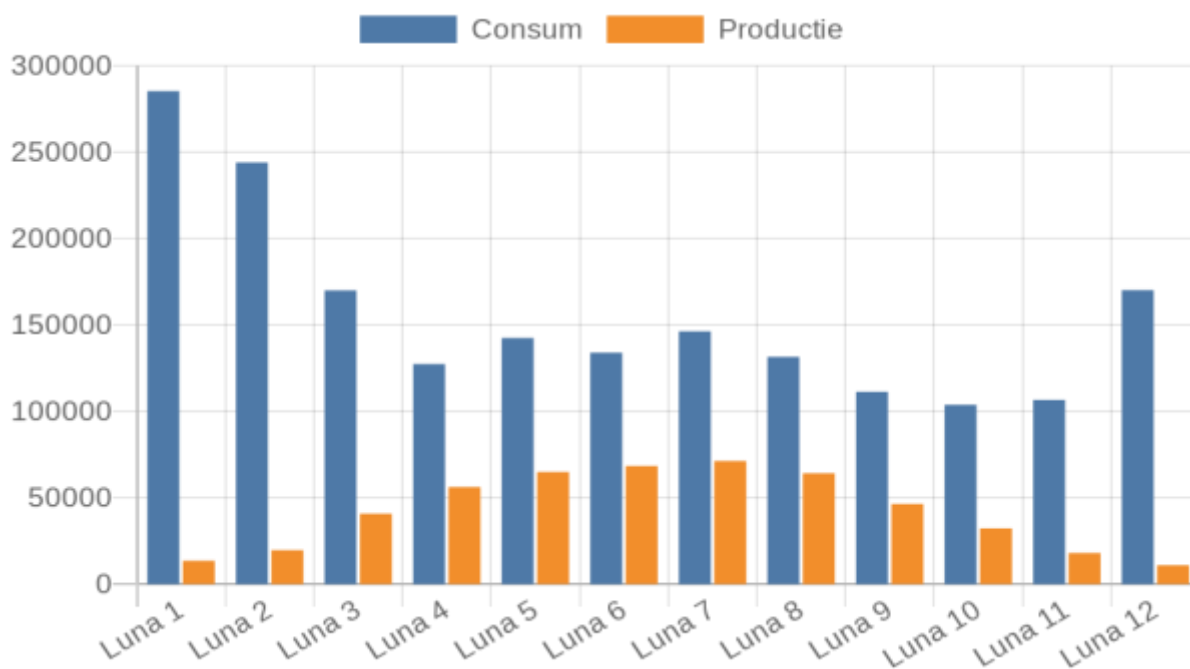


Fig. 1. Consumul propriu mediu lunar împreună cu consumul suplimentar de energie raportat la estimarea generării lunare de energie electrica

Tabel 3.6. Generarea anuala a panourilor

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Generare 1-5 [MWh/an]	506.2296	501.1673	499.4132	497.6653	495.9234

	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Generare 6-10 [MWh/an]	494.1877	492.4581	490.7345	489.0169	487.3053

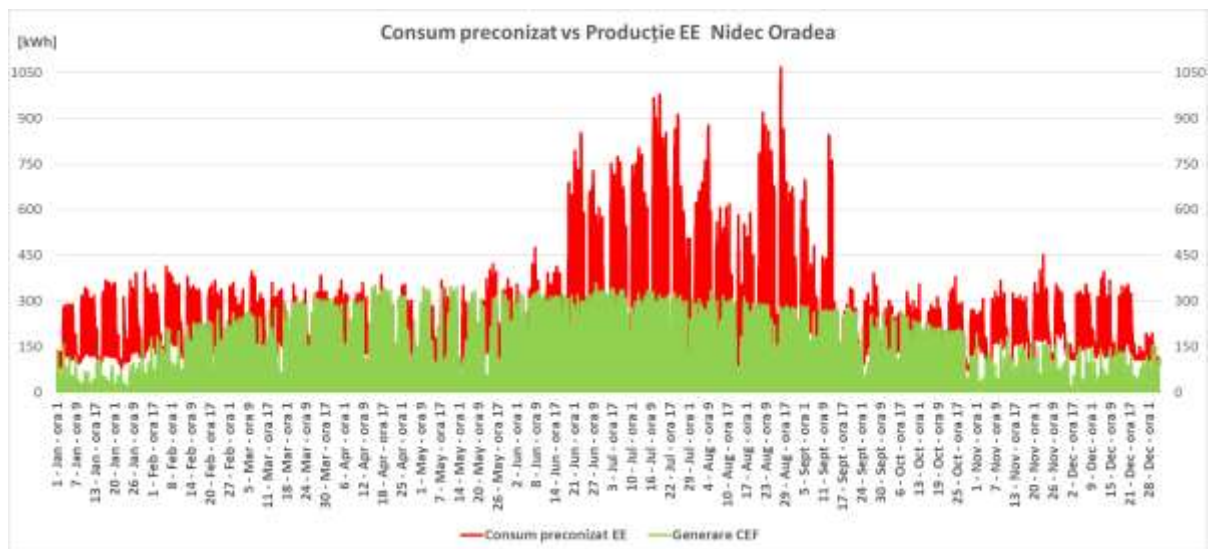
	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15
Generare 11-15 [MWh/an]	485.5998	483.9002	482.2065	480.5188	478.8370

	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Generare 16-20 [MWh/an]	477.1610	475.4910	473.8268	472.1684	470.5158

3.4. Suprapunerea curbei de consum cu curba de producție de energie

Așa cum s-a prezentat în capitolele anterioare de analiză a consumurilor și proiecția de producție energie electrică, s-a determinat curba de sarcina la nivelul companiei Nidec Oradea, pentru a putea calcula indicatorii de proiect, ceruți prin ghidul solicitantului, prezentându-se sub formă numerică rezultatul evaluat la nivel lunar și anul:

AUDIT ELECTROENERGETIC



4. CONCLUZII

Prin comparația curbei de consum și a curbei estimate de producție s-au obținut îndeplinirea următoarei relații:

$$I \leq 30\% P$$

$$I = 0.0000 \text{ kWh}$$

$$P = 506229.6000 \text{ kWh}$$

unde:

I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea calculată ca fiind diferența dintre energia estimată a fi produsă și energia consumată.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, calculată cu programe de specialitate.

$$C = 1872468.0000 \text{ kWh}$$

$$\varepsilon_i = 1872468.0000 \text{ kWh}$$

unde:

C = consumul propriu mediu anual

ε_i = consumul propriu mediu anual și consumul suplimentar de energie

Condiție GS: Procentul de energie electrică utilizată pentru autoconsum din totalul energiei produse este de minimum 70%.

Autoconsumul înseamnă consumul propriu al solicitantului din energia produsă la propriul loc de consum (același loc de consum și de producere) de capacitatea nouă de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea și reprezintă minimum 70% din producția anuală a acesteia.

Se probează prin auditul electroenergetic din care să reiasă:

- consumul propriu mediu anual
- și consumul suplimentar de energie în situația în care se preconizează instalarea de noi consumatori de energie electrică la nivelul beneficiarului, precum și

- producția estimată pentru capacitatea nou instalată.

Indicatori propunere de investiții:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0.4000	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră(*)	309.76	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	506.2296	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință(**)	9734.3263	MWh
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (***)	100.00	%
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei	14.45	%

(*) Factorul de emisii CO2 mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MW/ora din surse fosile este de 0.6119 tone CO2/MWh.

(**) Perioada de referință 20 ani.

(***) Consumul propriu de energie al solicitantului din energia produsă la propriul loc de consum va reprezenta obligatoriu minimum 70% din producția de energie din surse regenerabile a capacității de producere de energie finanțată și instalată la locul de consum.

Procentul energiei electrice utilizată pentru autoconsum este de 100.00%

B. PIESE DESENATE

Nu este cazul.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Ordinul 356/05.04.2024 pentru aprobarea Ghidului specific – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum aferenta Fondului pentru modernizare;
- [2] Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică;
- [3] Ghid de elaborare a auditurilor energetice, aprobat prin Decizia ANRE 2123/2014, parte integrantă a ordinului ARCE nr. 245, confirmat prin Ordinul nr. 85/2014 al președintelui ANRE;
- [4] Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare;
- [5] EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu);
- [6] Procedura privind prognoza de consum de energie electrică pentru clienți finali cu putere mai mare sau egală cu 1MVA, ANRE, 2013;
- [7] Normativ I7-2009/1 Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor", indicativ I 7-2011;
- [8] Hotărârea nr. 711/2015 privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a mijloacelor de măsurare.

ANEXE

Dovadă personal atestat in condițiile legii de către ME ca si auditor energetic cu dreptul de a realiza audit energetic la consumatori conform Legii 121/2014 privind eficienta energetica cu modificările ulterioare



ROMÂNIA MINISTERUL ENERGIEI	
AUTORIZAȚIE AUDITOR ENERGÉTIC	
Nr. 0211 din 31.01.2024	
Autorizația nr. 0002/17.02.2021 a domnului DAN FLORIN CIPRIAN, CNP 1800812058077, domiciliat în județul Bihor, localitatea Oradea, strada Sovata, nr. 32, bl. C16, ap. 46, autorizație emisă conform prevederilor art. 3 alin.(2) lit. h) din Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se prelungește până la data de 16.02.2027, recunoscându-se astfel calitatea de	
AUDITOR ENERGÉTIC AUTORIZAT CLASA I ELECTROENERGETIC	
Autorizația de audit energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a posesorului, în vederea elaborării de audieri energetice. Prelungirea valabilității autorizației de audit energetic se face la cererea posesorului, prin actualizarea AUTORIZAȚIEI emisă în 2021, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile. Autorizația de audit energetic este netransmisibilă.	
Directorul Eficiență Energetică, Diana Ștefănescu Director Adjunct Georgeta-Felicia Răducanu	Centrul de Pregătire pentru Personalul din Industrie, Director General Iulian Gârba
Prelungire autorizație nr. 0002/17.02.2021.	

ROMÂNIA MINISTERUL ENERGIEI	
AUTORIZAȚIE AUDITOR ENERGÉTIC	
Nr. 0038 din 30.05.2023	
În baza Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se acordă autorizația persoanei juridice S.C. STATPROG ENERGIE S.R.L., având sediul în localitatea Oradea, județul Bihor, strada Sovata, nr. 32, bloc C16, ap. 46, Cod Unic de înregistrare RO43857887,	
AUDITOR ENERGÉTIC AUTORIZAT CLASA II COMPLEX	
Autorizația de audit energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a persoanei juridice titulară, în vederea elaborării de audieri energetice pe bază contractuală. Autorizația de audit energetic este valabilă 3 ani de la data emiterii. Prelungirea valabilității autorizației de audit energetic se face la cererea persoanei juridice titulară, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile. Autorizația de audit energetic este netransmisibilă.	
Secretar de Stat Pavel-Casian Nițulescu Director Cristian Ilin	Centrul de Pregătire pentru Personalul din Industrie, Director General Iulian Gârba
Prelungire autorizație nr. 0002/17.02.2021.	

AUDIT ELECTROENERGETIC

Lista consumatorilor principali din conturul operatorului economic Nidec Oradea SRL.

Nr. crt.	Denumire tip consumator	Număr unități / Putere instalată
1)	CHILERE HALA	3 buc. / 250 kW
2)	CHILERE BIROURI	2 buc. / 250 kW
3)	POMPE INCENDIU	1buc. / 250 kW
4)	RUFTOP MAGAZIE SI VESTIARE	2buc. / 48 kW
5)	ILUMINAT HALA	468 buc. / 0.066 kW
6)	CUPTOR VPI	1 buc. / 21 kW
7)	BUSBAR 2 TESTARE DULAPURI DIVIZIA NIS	1 buc. / 450 kW
8)	BUSBAR 5 PRODUCTIE DIVIZIA LS	3 buc. / 275 kW
9)	BUSBAR 6 PRODUCTIE DIVIZIA LS	3 buc. / 275 kW
10)	BUSBAR 4 PRODUCTIE DIVIZIA LS	3 buc. / 110 kW
11)	COMPRESOR AER NIDEC	1 buc. / 26 kW