

PROIECTANT

PROEXCON IMPEX S.R.L.

(denumirea persoanei juridice și datele de identificare)

Nr. 505/ 2024 Faza SF

Jens
Weingartner

Digitally signed by
Jens Weingartner
Date: 2025.08.26
16:39:22 +03'00'

STUDIU DE FEZABILITATE

Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie

TOP ELECTRO S.R.L. - Sat Sîngeorgiu de Mureș, Comuna Sîngeorgiu de Mureș, Str.
AGRICULTORILOR, Nr. 1107, Județ Mureș

Funcția	Nume	Semnătura
Șef proiect	Ing. Pinteș Petre PROEXCON IMPEX S.R.L.	
Proiectant instalații fotovoltaice	EN-NR-ETIC S.R.L. Ing. Sorin Runcan	
Analiza financiară	Business Foundation Consulting S.R.L. Ec. Cristian Tălmăcean	

A PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie

1.2 Ordonator principal de credite/investitor

TOP ELECTRO S.R.L. - Sat Sîngeorgiu de Mureș, Comuna Sîngeorgiu de Mureș, Str. AGRICULTORILOR, Nr. 1107, Județ Mureș

1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu e cazul

1.4 Beneficiarul investiției

TOP ELECTRO S.R.L. - Sat Sîngeorgiu de Mureș, Comuna Sîngeorgiu de Mureș, Str. AGRICULTORILOR, Nr. 1107, Județ Mureș

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

PROEXCON IMPEX S.R.L.

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții

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

Nu e cazul

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

Producția și utilizarea energiei generează **peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră din UE**. **Decarbonizarea sistemului energetic al UE** este, prin urmare, esențială pentru atingerea obiectivelor noastre climatice pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor noștri:

1. garantarea aprovizionării UE cu energie sigură, la prețuri accesibile
2. dezvoltarea unei piețe europene a energiei pe deplin integrată, interconectată și digitalizată
3. prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor noastre și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe **surse regenerabile**.

UE urmărește să devină primul continent neutru climatic până în 2050, reducând emisiile cu cel puțin 55% până în 2030 față de nivelurile din 1990. Comisia propune creșterea ponderii energiei din surse regenerabile la 40% până în 2030.

UE lucrează la **revizuirea legislației sale în domeniul climei, al energiei și al transporturilor** în cadrul așa-numitului pachet legislativ „Pregătiți pentru 55”, în vederea alinierii legislației actuale la ambițiile pentru 2030 și 2050. Pachetul include, de asemenea, o serie de inițiative noi. Pachetul legislativ „Pregătiți pentru 55” este un **set de propuneri de revizuire și actualizare a legislației UE** și de punere în aplicare a unor noi inițiative cu scopul de a asigura conformitatea politicilor UE cu obiectivele climatice convenite de Consiliu și de Parlamentul European.

Pachetul „Pregătiți pentru 55” include o propunere de revizuire a Directivei privind **energia din surse regenerabile**. Propunerea este de a crește obiectivul actual de la nivelul UE, care este de cel puțin 32% de energie din surse regenerabile în mixul energetic global, la **cel puțin 40% până în 2030**.

Se propune, de asemenea, introducerea de obiective secundare și măsuri sectoriale în toate sectoarele sau îmbunătățirea celor existente, cu un accent special pe sectoarele în care progresele în ceea ce privește integrarea surselor regenerabile de energie au fost mai lente până în prezent, în special în domeniul transporturilor, al construcțiilor și al industriei. În timp ce unele dintre aceste obiective și dispoziții sunt obligatorii, altele au în continuare un caracter orientativ.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Proiectul propus răspunde în mod direct și adresează în mare măsura trei dintre cele mai mari nevoi ale oricărei întreprinderi din România și nu numai:

- constrângerile financiare, acutizate în urma izbucnirii crizei medicale globale din 2020-2022 precum și a situației geopolitice incerte din anul 2024
- problema energetică – nevoia unei reale independențe energetice bazată pe surse locale într-o lume în care presiunea pe resurse devine tot mai mare
- preocupările regionale / naționale / europene / globale privind mediul înconjurător și limitarea grabnică a influenței antropice asupra modificărilor climatice (vezi pactul verde european)

Presiunile apărute pe piața energiei în 2021, care au generat creșterea accelerată a prețurilor, au dus la implementarea unor măsuri specifice în majoritatea țărilor europene, în principal pentru protecția consumatorilor. Și România a adoptat astfel de măsuri, în toamna anului trecut, cum ar fi plafonarea prețurilor la energie, compensarea parțială de către stat a facturilor la energie electrică și gaze naturale, însă acestea au fost gândite ca soluții temporare, pentru depășirea iernii, aplicabile până la sfârșitul lunii martie 2022. Dar conflictul izbucnit la sfârșitul lunii februarie în Ucraina a adus noi provocări și a prelungit tensiunile în piața de energie.

Este evident că legislația națională în domeniul energiei rămâne fragmentată, bazată pe soluții de moment, care tratează efectele, și nu cauzele majorării prețurilor, și care induce noi provocări pentru companiile implicate, fără a oferi o minimă predictibilitate pe termen mediu și lung. În aceste condiții, jucătorii din domeniu și publicul larg așteaptă în continuare o strategie energetică națională care să cuprindă, în linii mari, soluții care să trateze cauzele scumpirilor, măsuri care să stimuleze producția internă și planuri concrete de aprovizionare pentru necesarul suplimentar. Fără a urma o strategie clară, orice noi măsuri în domeniul energetic vor fi lipsite de coeziune și complementaritate, astfel că soluțiile de moment pot reprezenta, de fapt, noi obstacole în obținerea independenței energetice.

În consecință, autoritățile statului trebuie să dea strategiei energetice naționale importanța și urgența momentului, fiind necesare dezbateri publice care să capteze idei inovatoare și critici constructive. Implementarea ulterioară a strategiei trebuie să permită României să își folosească potențialul ridicat, comparativ cu alte țări europene, astfel încât să devină independentă din punct de vedere energetic.

Astfel privită situația existentă putem depăși aceste deficiențe relevate, prin **proiecte independente de instalare a sistemelor fotovoltaice de producție a energiei electrice**. Folosind astfel de resurse regenerabile, se câștigă nu doar o parte din independența energetică ci se eficientizează activitatea, se scad costurile în creștere cu energia, se protejează mediul.

În 2023, România a devenit exportator net de energie electrică datorită scăderii consumului, creșterii numărului de prosumatori și creșterii producției. Producția națională netă a crescut cu 3%, la 54,4 TWh, iar consumul intern a scăzut cu 5%, la 51,4 TWh. Exporturile au crescut cu 42%, la 8,2 TWh, iar importurile au scăzut cu 27%, la 5,1 TWh, conform Transelectrica. În contextul în care în anul 2022 România era importator net de energie, este esențial să continuăm să găsim modalități de a crește independența energetică și de a reduce utilizarea energiei poluante.

România dispune de o acoperire solară bună, având 210 zile însorite pe an și un flux anual de energie solară cuprinsă între 1,000 kWh/m²/an și 1,300 kWh/m²/an, în comparație cu alte țări din Europa. Conform hărții Solargis - „Potențialul de energie fotovoltaică”, România este împărțită în trei zone principale de însorire. Zona roșie, de aproximativ 1,387 kWh/mp/an și corespunde Olteniei, Munteniei, Dobrogei și sudului Moldovei. Zona galbenă, 1,168-1,241 kWh/mp/an, cuprinde regiunile carpatice și subcarpatice ale Munteniei, **toată Transilvania**, zona de mijloc și nord a Moldovei, Banat, iar zona albastră, 1,095-1,168 kWh/mp/ an, regiunile montane.

Potrivit ANRE, în aprilie 2024 doar 3.25% din producția de energie electrică din România a provenit din panouri fotovoltaice. Avem potențialul de a crește acest procent, de a ajunge la cel puțin media europeană de 5%, dar sunt necesare investiții masive în sectorul energetic pentru a-l „curăța” de sursele de energie poluante. În acest sens, energia solară obținută cu ajutorul panourilor fotovoltaice este o soluție curată care ne poate aduce mai aproape de eficiența energetică.

Diverse studii efectuate în țările europene au indicat de asemenea că acoperișurile, fațadele, infrastructura cu dublă utilizare, zonele industriale **precum și terenurile din jurul halelor**, au un potențial de generare uriaș neexploatat pentru 2023 și mulți ani de acum înainte.

Un sistem energetic descentralizat și eficient, 100% din surse regenerabile este singura modalitate de a realiza o economie prosperă, durabilă și un mediu mai sănătos, creând în același timp locuri de muncă cu valoare adăugată ridicată la nivel local, asigurând o mai mare independență energetică și reducând sărăcia energetică. În loc să plătească pentru importurile de cărbune și gaze, un sistem de energie regenerabilă ține banii consumatorilor în economiile regionale și le protejează puterea de cumpărare.

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

Întreprinderea acționează pe segmentul de fabricare a altor fire și cabluri electrice. Piața cablurilor electrice se află într-o strânsă dependență față de segmentul lucrărilor de construcții care influențează direct și segmentul echipamentelor electrice. Astfel vom prezenta evoluția acestui sector la nivel național.

Sectorul construcțiilor este unul din puținele care au înregistrat creșteri pe parcursul anului 2023. Conform datelor Institutului Național de Statistică, anul trecut, volumul total al lucrărilor de construcții a urcat cu 14,2% față de 2022. Pe de altă parte, piața imobiliară, în special cea comercială, se rezonează pentru a răspunde cerințelor nou apărute din partea clienților. În 2023, cel mai mult a crescut activitatea în construcții ingineresti (cu 9,4% față de 2022), probabil și pe fondul avansului similar înregistrat de investițiile publice. Pe locul următor se află clădirile nerezidențiale, cu o creștere anuală de 7,2%, evoluție care se înscrie în trendul ultimilor ani. În cazul clădirilor rezidențiale, creșterea de aproape 6% de la un an la altul.

În Europa, datele Eurostat indică creșteri ale activității de construcții în toate cele patru trimestre din 2023 comparativ cu 2012, atât în UE 27, cât mai ales în zona euro. Sectorul construcțiilor din România a început să crească susținut din 2019, după introducerea facilităților fiscale pentru angajații din domeniu, valabile pentru o perioadă de 10 ani. În acel an, activitatea în construcții a urcat cu 27,6%, în special pe seama evoluției din sectorul nerezidențial, cu un avans de 50% comparativ cu 2018.

În termeni valorici, radiografia construcțiilor în 2023, producția din construcții a ajuns la 292,2 miliarde lei, cu un consum intermediar de 196,4 miliarde lei și o valoare adăugată brută de 95,8 miliarde lei (19,4 miliarde euro). Piața rezidențială a avut rezultate bune, în pofida contextului dificil, cu o scădere anuală a numărului de case și apartamente vandute de 9,6% - rezultatul fiind însă raportat la anul 2022, unul de recorduri absolute pentru acest sector. Totuși, numărul de locuințe vândute în 2023 a fost similar cu cel din 2021 și cu 29% peste nivelul din 2020. Cererea rămâne ridicată, dar oferta de locuințe noi se restrânge din cauza numărului redus de proiecte noi și a scăderii autorizațiilor de construire. Cu toate

acestea, la începutul lui 2024, sentimentul pieței este optimist datorită nevoii de locuințe, puterii de cumpărare și perspectivelor de scădere a costului creditării în a doua jumătate a anului.

La nivelul anului 2023, codul CAEN **2732** Fabricarea altor fire și cabluri electrice și electrocasnice prezintă următoarele date, conform datelor Ministerului Finanțelor:

- Număr agenți economici: 50 agenți economici
- Cifra de afaceri: 6,8 miliarde lei (1,6 miliarde euro), 0,27% din cifra de afaceri a României
- Număr angajați: 6.384 (0,13% din totalul de angajați din România)
- Profit: 260,7 milioane lei (59,3 milioane euro), 0,05% din profitul net realizat în România

În urma observării mediului național, se pot observa de asemenea următoarele tendințe:

- Așteptările înalte în ceea ce privește calitatea și standardele.
- Continuarea evoluției segmentului construcțiilor pe trend ascendent, ceea ce va duce la creșterea cererii de cabluri electrice
- Creșterea salariilor populației și implicit a nivelului de trai ce generează astfel o cerere în segmentul construcțiilor și implicit a materialelor de cablurilor electrice.
- Fonduri europene ce impulsionează construcția de diferite centre logistice sau de producție.
- Creșterea segmentului construcțiilor în Europa

Investițiile în infrastructură care vor stimula creșterea economică globală prognozată pentru următorul deceniu aduc presiuni în creștere pentru domeniul construcțiilor. Acestea sunt asociate cu schimbările climatice și cursa către zero emisii nete de gaze cu efect de seră (zero net), potrivit raportului publicat de Marsh și Guy Carpenter, două companii parte a Marsh McLennan, cea mai importantă organizație globală de servicii profesionale în risc, strategie și resurse umane. Raportul Viitorul în construcții: o prognoză globală până în 2030 (Future of Construction: A Global Forecast for Construction to 2030) realizat în colaborare cu Oxford Economics, lider global în prognoze și analize economice, oferă o perspectivă asupra viitorului construcțiilor pe măsură ce industria se recuperează după efectele fără precedent produse de COVID-19. În plus, analiza indică și factorii cheie care influențează viitorul construcțiilor în următorul deceniu.

Potrivit raportului, creșterea globală în domeniul construcțiilor era prognozată la 7% în 2023 și cu 42% până în anul 2030. În cea mai mare parte această evoluție este produsă de facilitățile guvernamentale și de cererea de construcții rezidențiale.

Piața locală de instalații electrice se menține pe un trend ascendent și în 2023, după o perioadă de trei ani de creștere consecutivă. La creșterea pieței au contribuit atât investițiile în infrastructura locală, printre care se numără și proiectele de smart cities, cât și zona de iluminat public, din care fac parte și instalațiile de Crăciun, dar și construcțiile noi.

La acest moment în România există (date privind sfârșitul anului 2022, conform Institutului Național de Statistică, 9.655.685 locuințe. Orice reședință contemporană are o sumedenie de aparate electrice conectate la rețea.

Supratensiunile periculoase de curent sunt o problemă reală pentru orice reședință cuplată la rețeaua unui distribuitor de energie, însă situația României este în mod special una proastă. Cu excepția cazurilor locuințelor construite în ultimii 10 – 15 ani, unde s-au luat în calcul standardele moderne de proiectare și cablare, spațiile rezidențiale folosesc instalații electrice calibrate la standardele din anii '70 și construite din materiale de proastă calitate. În plus, rețelele de distribuție ale furnizorilor au avut rare ori parte de actualizări semnificative, iar transformatoarele de cartier îmbătrânite cu sisteme de protecție depășite au cauzat nu o dată probleme pe zone extinse. *Toate cele prezentate mai sus au scopul de a arăta potențialul mare de creștere pe partea rezidențială, odată cu modernizarea acestor locuințe.*

Piața energiei electrice

În anii 1990, când piețele de electricitate și gaze naturale erau monopoluri, Uniunea Europeană a decis să le deschidă concurenței. Primele directive de liberalizare au fost adoptate în 1996 (electricitate) și 1998 (gaze), fiind transpuse în legislațiile naționale până în 1998 și 2000.

Al doilea pachet privind energia a fost adoptat în 2003, directivele cuprinse în acesta urmând să fie transpuse de statele membre în legislația națională până în 2004, în timp ce unele dispoziții au intrat vigoare abia în 2007. Consumatorii industriali și cei casnici erau acum liberi să-și aleagă singuri furnizorii de gaze și pe cei de energie electrică dintr-o gamă mai largă de concurenți.

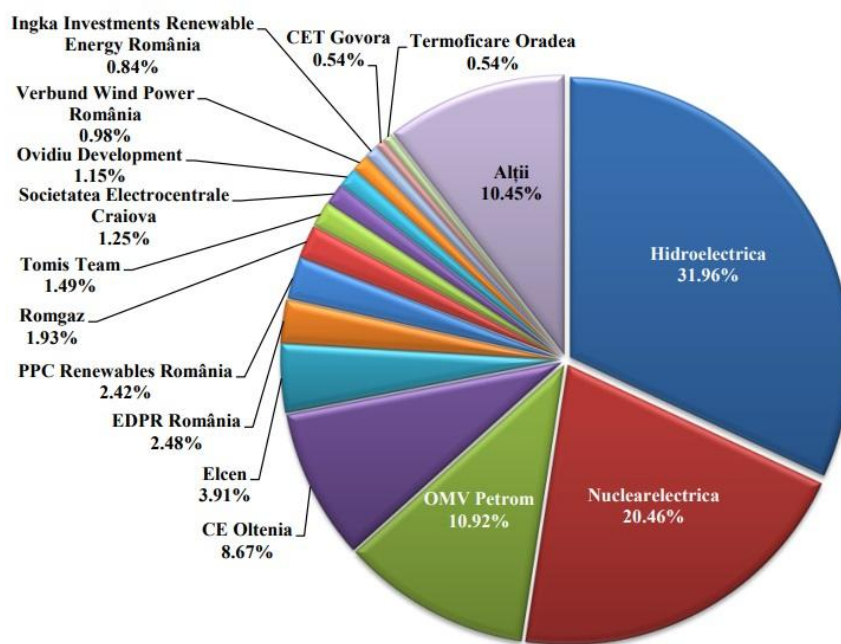
În aprilie 2009, a fost adoptat un al treilea pachet privind energia, care urmărea continuarea liberalizării piețelor interne ale energiei electrice și gazelor, modificând cel de al doilea pachet și reprezentând piatra de temelie a punerii în aplicare a pieței interne a energiei. În iunie 2019, a fost adoptat un al patrulea pachet privind energia, care cuprinde o directivă [Directiva privind energia electrică (2019/944/UE)] și trei regulamente: Regulamentul privind energia electrică (2019/943/UE), Regulamentul privind pregătirea pentru riscuri (2019/941/UE) și Regulamentul privind Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (ACER) (2019/942/UE).

Cel de al patrulea pachet privind energia introduce noi norme privind piața energiei electrice pentru a răspunde nevoilor de energie din surse regenerabile și a atrage investiții. El oferă stimulente pentru consumatori și introduce o nouă limită pentru ca centralele electrice să fie eligibile pentru a primi subvenții ca mecanisme de asigurare a capacității. În plus, le impune statelor membre obligația de a elabora planuri de urgență pentru potențiale crize de energie electrică și sporește competențele ACER în cadrul cooperării transfrontaliere în materie de reglementare, atunci când există riscul unei fragmentări naționale și regionale.

Cel de-al cincilea pachet privind energia, intitulat „Punerea în aplicare a Pactului verde european”, a fost publicat la 14 iulie 2021, cu scopul de a alinia obiectivele UE în sectorul energetic la noile ambiții

europene în materie de climă pentru 2030 și 2050; dezbateră privind elementele care vizează domeniul energiei din acest pachet este în curs de desfășurare.

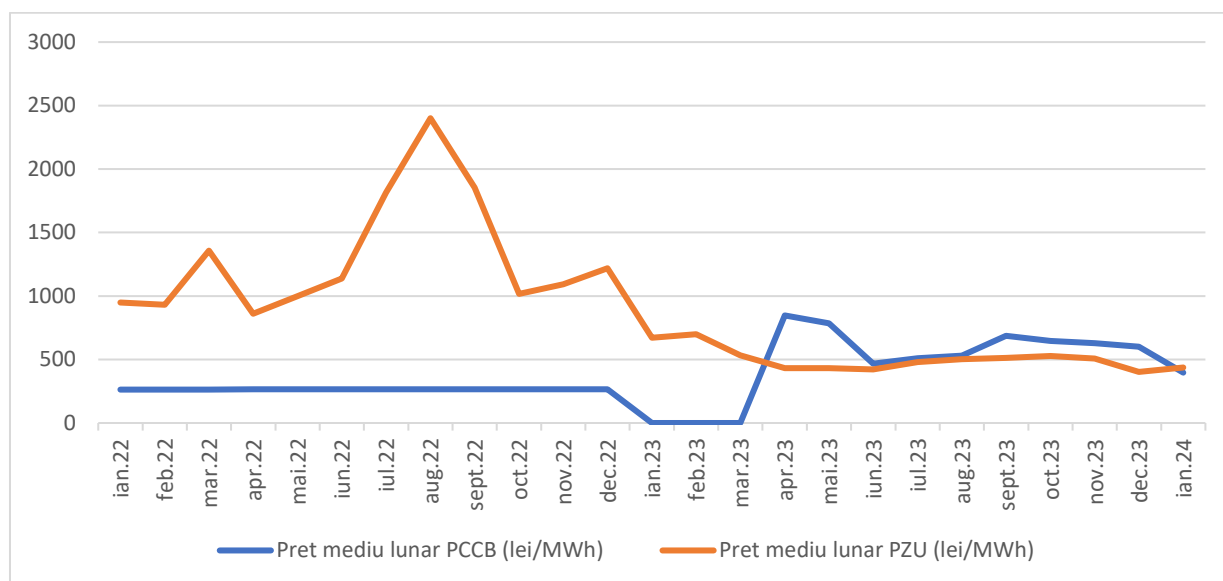
Conform datelor ANRE, pe piața din România activau în luna aprilie 2024 un număr de 213 producători de energie. Însă aproape trei sferturi din producție este concentrată la doar patru companii, din care trei sunt deținute majoritar de Stat.



Sursă: www.anre.ro

Prețul de pe PCCB (piața centralizată a contractelor bilaterale) este destul de stabil. Pe piața PZU (piața pentru ziua următoare) asistăm însă la fluctuații mari de preț, după cum se poate observa în graficul de mai jos. Perioade cu cerere redusă, cum a fost trimestrul 2 al anului 2020, au dus la scăderi abrupte de preț până spre 120 lei/MWh. În timp ce creșterea cererii din acest an, coroborată cu deficitul de investiții în noi capacități de producție, a condus la preturi zilnice chiar de peste 600 lei/MWh în această vară, conform datelor OPCOM

Evoluția prețurilor medii lunare pe piața de energie în perioada ianuarie 2022 -ianuarie 2024



Sursa: Prelucrare date din rapoartele lunare de la OPCOM (www.opcom.ro)

Evoluția ascendentă a prețurilor are drept urmare o creștere a profiturilor producătorilor, acest lucru fiind validat de rezultatele semestriale publicate de marii producători, atât Hidroelectrică cât și Nuclearelectrică au raportat o creștere de profituri, în timp ce CE Oltenia a reușit să își reducă pierderile.

Conform unui comunicat al Comisiei Europene din data de 18 mai 2022, **Comisia Europeană mobilizează aproape 300 de miliarde de euro pentru reducerea dependenței de Rusia. Până în 2025 toate firmele și instituțiile publice vor fi obligate să aibă fotovoltaice pe acoperiș, iar din 2029 obligația va fi extinsă și pentru clădirile rezidențiale nou-construite.**

Ursula von der Leyen a prezentat planul “REPower EU”. Președintele executivului european a prezentat o schemă complexă de măsuri care ar trebui să reducă cât mai repede dependența de importurile de energie din Rusia, dar și să mărească la 45% ponderea consumului de energie regenerabilă, la finalul deceniului.

Programul implică o dublare a capacității de producție de energie fotovoltaică în următorii cinci ani, toate clădirile firmelor și instituțiilor publice (inclusiv cele existente) fiind obligate să își monteze panouri solare pe acoperiș. Din calculele Comisiei, până în 2027 va fi înlocuit consumul a nouă miliarde de metri cubi de gaze naturale. Din 2029, obligativitatea va fi extinsă și pentru clădirile rezidențiale private, dar numai pentru cele nou construite, nu și pentru cele vechi. *“Toate acestea vor necesita, desigur, investiții și reforme masive. Mobilizăm aproape 300 de miliarde de euro. Aproximativ 72 de miliarde de euro sub formă de granturi și 225 de miliarde de euro în împrumuturi rambursabile.”* Programul implică o dublare a capacității de producție de energie fotovoltaică în următorii cinci ani, toate clădirile firmelor și instituțiilor publice (inclusiv cele existente) fiind obligate să își monteze panouri solare pe acoperiș. Din calculele Comisiei, până în 2027 va fi înlocuit consumul a nouă miliarde de metri

cubi de gaze naturale. Din 2029, obligativitatea va fi extinsă și pentru clădirile rezidențiale private, dar numai pentru cele nou construite, nu și pentru cele vechi.

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general al proiectului îl reprezintă reducerea dependenței energetice a întreprinderii de furnizorul de energie electrică.

Obiective specifice:

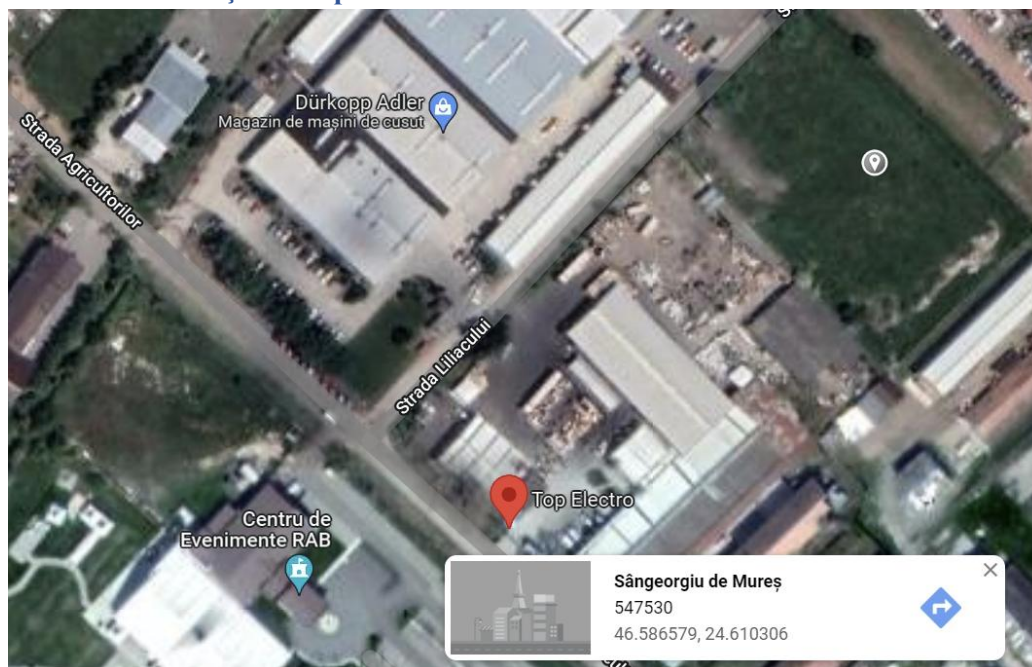
- Reducerea cheltuielilor anuale cu energia electrică cu minim. 40%.
- Utilizarea energiei electrice din surse neregenerabile produsă în proporție de min. 70% (autoconsum)

În vederea atingerii obiectivelor propuse, se va instala, pe un teren liber în cadrul amplasamentului fabricii, o capacitate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară cu o putere instalată de 399,555 kWp.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții*2)

Întrucât pentru realizarea investiției nu poate fi luat în calcul decât un singur amplasament datele prezentate în cap. 3.1. a, b, c, d, e, f, g –sunt identice pentru ambele scenarii.

3.1 Particularități ale amplasamentului:



- 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);

Amplasamentul este în intravilanul comunei Sîngeorgiu de Mures, str. Agricultorilor nr.1107, jud. Mureș fiind identificat prin cărțile funciare:

- C.F. nr. 51021, Nr. cad. și Nr. topo 51021 în care terenul are suprafața de 9.982,00 mp,
- C.F. nr. 50980, Nr. cad. și Nr. topo 50980 în care terenul are suprafața de 4.992,00 mp,
- C.F. nr. 51231, Nr. cad., Nr. topo 51231 în care terenul are suprafața de 3.742,00 mp,
- C.F. nr. 52916, Nr. cad., Nr. topo 1571 în care terenul are suprafața de 200,00 mp și
- C.F. nr. 53996, Nr. cad., Nr. topo 53996 în care terenul are suprafața de 214,00 mp, în total suprafață este de 19130 mp.

Dimensiunile în plan ale amplasamentului sunt de 96,86-103,60 m x 188,20-193,50 m, în plan orizontal are formă de formă de paraleliped. **A se vedea plansele: Plan de încadrarea în zonă și Plan de situație.**

Sistemul fotovoltaic se montează numai pe terenul cuprins în C.F.-urile: 51231 și 50980, care în total este de 8734 mp.

Pe terenul din primul C.F. nr. 51021 sunt construcțiile C1, C4, C7 și C8, iar în clădirea C1 este tabloul general la care trebuie dus cablu electric de la sistemul fotovoltaic. Cablu electric va fi dus subteran până la clădirea C1 și apoi aerian în clădire unde se va monta aparent pe elemente ei fără ca să le afecteze.

Terenul din C.F.-urile: 51021, 50980, 51231, 52916 și 53996 și construcțiile C1, C4, C7 și C8 sunt proprietatea particulară a firmei S.C. TOP ELECTRO S.R.L. din Sîngeorgiu de Mures, str. Agricultorilor nr.1107, jud. Mureș în cotă de 1/1 teren și construcții. Sarcini: drept de ipotecă în favoarea UNICREDIT BANK S.A. asupra A1; A1.1, A1.4, A1.7, A1.8. care se referă numai pentru terenul C.F. nr. 51021. Terenul C.F. nr. 53996 este întăbulat cu drept de servitute de trecere în favoarea parcelei cu nr. cad. 822/1, înscris în C.F. 5322/N care este proprietate a SC TOP ELECTRO SRL. Pentru C.F. nr. 51231, 50980 și 52916 nu sunt înscrise sarcini.

Terenul nu este de utilitate publică. Intreprinderilor nepoluante le este permis să desfășoare, în amplasament, activități productive manufacturiere nepoluante și de servicii. Unităților productive sau de depozitare mari le este permisă să desfășoare activități cu condiția ca poluarea să nu depășească incinta proprie. Sunt interzise unitățile productive prestări servicii sau de depozitare mari la care poluarea depășește limitele parcelei. Utilizări funcționale interzise, interdicții permanente sunt pentru cele care poluează de orice fel a mediului și amplasare de locuințe. Din cele de mai sus reiese că în amplasamentul identificat prin C.F.-urile: 51231, 50980, este permisă instalarea sistemului fotovoltaic pentru producere energie deoarece în perioada execuției și apoi în exploatare se va desfășura o activitate nepoluantă.

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

Amplasamentul are următoarele vecinătăți:

- E-S –proprietate particulară care cuprinde teren cu construcții

- S-V – terenul proprietate SC TOP ELECTRO SRL identificat prin C.F. nr. 51021 pe care sunt construcțiile C1, C4, C7 și C8 până la str. Agricultorilor
- V-N – str. Liliacului, N –E – proprietate particulară care cuprinde teren liber de construcții.

Terenul fiind împrejmuit îngreunează accesul persoanelor străine în amplamentul sistemului fotovoltaic. Accesul auto și pietonal la amplasament definit de C.F.–rile: 50980, 51231, se face direct din str. Liliacului care este situată pe latura stânga a amplasamentului.

c) orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

Amplasamentul are laturile mici paralele cu str. Agricultorilor, fiind orientat cu laturile lungi pe direcția E-S spre E-N. Pe amplasament definit de C.F. –rile: 50980 și 51231 pe care se amplasează sistemul fotovoltaic nu sunt puncte de interes natural sau construite. Șirurile de panourile fotovoltaice se amplasează perpendicular pe direcția S-N.

d) surse de poluare existente în zonă;

Nu sunt surse de poluare în zonă.

e) date climatice și particularități de relief;

Zona climatică pentru încărcarea cu zăpadă corespunde unei valori caracteristice a încărcării pe sol, $s_{0,k}$, de 150 daN/mp conform hărți de zonare Fig 3.1 din Codul de proiectare indicativ CR 1-1-3-2012 (fig. NA.1 EUROCOD 1).

Zona climatică pentru încărcarea din vânt corespunde valorii caracteristice a presiunii de referință a vântului, mediată pe 10 minute la 10m înălțime, q_{ref} , este de 0.4 kPa, recomandată în harta de zonare Fig 2.1 din Codul de proiectare indicativ CR1-1-4-2012 (fig. 1 din NA, EUROCOD 1).

Clima este continental-moderată caracterizată prin veri căduroase și ierni reci. Circulația predominantă a maselor de aer sunt de la V la NE. Precipitațiile medii anuale sunt între 600 și 1000 mm.

Temperatura aerului: media multianuală este între 6 și 9 grade C, media minimă este între -3 și -6 grade C și media maximă este între 16 și 20 grade C. Adâncimea de înghet-dezghet a amplasamentului este de 80-90 cm conform STAS 6054-77.

Amplasamentul este pe zona de terasă joasă a râului Mureș, terenul fiind plan fără denivelări și fragmentări importante.

f) existența unor:

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

Pe terenul din amplasament nu sunt rețele edilitare de apă și canalizare, transport gaz sau de curent electric aeriene ori îngropate, prin urmare nu este necesară relocarea lor.

- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;

Terenul nu este sit istoric, nu se interferează și învecinează cu monumente istorice, monumente de arhitectură, situri arheologice, zone protejate sau de protecție și nu este sub condițiile specifice lor.

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

Terenul nu aparține instituțiilor care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

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

(i) date privind zonarea seismică;

Conform codului de proiectare P100-1/2013, amplasamentul clădirii este în zona seismică cu valoarea accelerației terenului pentru proiectare $a_g = 0.15g$ și perioada de colț $T_c = 0.7 s$;

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

Stratificația terenului întâlnită în foraje este: sol vegetal de la 0,00 la 0,20 m; praf nisipos cafeniu cenușiu de la 0,20 m la 1,90 m; nisip cu pietriș, nisip prăfos cu pietriș rar de la 1,90 m la 2,20 m iar în continuare de la 2,20 m la 3,00 m este strat de pietriș cu nisip.

Pentru fundațiile de suprafață, terenul bun de fundare, cu respectarea adâncimii de îngheț-dezgheț de 80-90 cm conform STAS 6054-77, este praful nisipos cafeniu cenușiu care se găsește de la 0,20 m la 1,90 m, pentru care presiunea convențională de bază este de 200 kPa, fiind situat deasupra nivelului pânzei freatice care s-a întâlnit la 1,50 m sub cota naturală a terenului.

În cazul fundării mai jos de 1,50 m până la 1,90 m, terenul bun de fundare este praful nisipos cafeniu cenușiu pentru care presiunea convențională de bază este de 200 kPa iar fundația va fi situată în stratul de apă freatică începând de la 1,50 m mai jos de la cota terenului natural.

În cazul fundării mai jos de 1,90 m, se va funda în strat de pietriș cu nisip pentru care presiunea convențională de bază este de 350 kPa, iar fundația va fi situată în stratul de apă freatică începând de la 1,50 m mai jos de la cota terenului natural.

(iii) date geologice generale;

Geologia generală a zonei prezintă două litologii distincte ca vârstă și natură. În categoria rocilor vechi consolidate se citează formațiile argiloase-prăfoase-nisipoase, argiloase-mărnoase, marne cenușii cu nisipuri și gresii care apar uneori la zi, aparținând perioadelor de vârstă pannono-sarmațiană. Pe aceste

roci sunt așezate complexe mai tinere, de vârstă cuaternară, alcătuite din depozite aluvionare-deluviale fine grosiere caracteristice pentru această parte a văii râului, care au largă răspândire în lunca și terasa râului Mureș, care sunt reprezentate prin prafuri nisipoase, nisipuri și pietrișuri. Ceea ce privește prezența deluviunilor, acestea se delimitează la acumulări restrânse la baza versanților locali, alcătuite din complexe prăfoase-argiloase-nisipoase-mâloase slab consolidate.

(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;

Datele geotehnice ale terenului de fundare, în baza rezultatelor de laborator, pentru :

- praf argilos sunt: w (umiditate) = 28,10-33,30 %; I_p (indice de plasticitate) = 6,89 -11,22 %; I_c (indice de consistență) = 0,11-0,93; e (indice de porozitate) = 0,61 la 1,00; γ (greutate volumetrică) = 2,01-2,13 g/cm³; c (coeziunea) = 16,80 kPa, ϕ (unghiul de frecare internă) = 10⁰-12⁰; E (modul de deformare edometrică) = 6000-7000kPa ; Argilă = 3-6%; Praf = 53-84%; Nisip = 16-45%.
- nisip prăfos cu pietriș rar sunt: w (umiditate) = 27,79 %; I_p (indice de plasticitate) = 0%; I_c (indice de consistență) = 0; e (indice de porozitate) = 0,77; γ (greutate volumetrică) = 2,08 g/cm³; Argilă = 1%; Praf = 20%; Nisip = 77%; Pietriș = 2%.

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

Amplasamentul se caracterizează prin clasă de risc geotehnic redus, încadrându-se în categoria geotehnică 1, sursa de informare fiind studiul geotehnic.

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

În conformitate cu morfologia locală, zona amplasamentului este situată în zona de luncă majoră a râului Mureș, în care se găsesc importante acumulări de ape freatice caracterizate cu nivel ușor ascensional, sursa de informare fiind studiul geotehnic.

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

Pentru realizarea obiectivului **Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie**, s-au studiat doua scenarii de obținere a puterii instalate de 400 kW în invertoare, scenariu A cu o putere instalată de 399,555 kW (683 panouri x 585 w) în panouri si scenariu B cu o putere instalata de 399,6 kW (888 panouri x 450 w), variante ce sunt prezentate mai jos. Cele doua scenarii urmaresc tipurile de componente necesare, caracteristici, eficiente si costuri estimative.

a Scenariul A

Panouri fotovoltaice

- Variantă tehnologică module fotovoltaice: Si monocristalin,
- Putere: 585 Wp
- Dimensiuni: $2279 \times 1134 \times 30$ mm
- Eficiență: 22,06 %
- Tensiune la putere maximă (U_{pmm}): 43,2 V
- Curent la putere maximă (I_{pmm}): 13,19 A
- Tensiune în circuit deschis (U_{oc}): 51,0 V
- Curent de scurtcircuit (I_{sc}): 14,02 A
- NMOT: $45^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$
- Tensiunea maximă a sistemului: 1500 V
- Conformitate cu standardele:
 - SR EN 61215:2006 (CEI/EN 61215:2005) „Module fotovoltaice (PV) cu siliciu cristalin pentru aplicații terestre. Certificarea concepției și omologare”;
 - SR EN 61730-1/2:2007 (CEI / EN 61730-1:2004) „Calificare pentru securitatea în funcționare a modulelor fotovoltaice (PV). Partea 1: Cerințe de construcție”/ Partea 2: Cerințe pentru încercări”;
- Sistem montare module: fix cu montare la sol în format 2P, orientare spre sud, înclinare la 30 grade
- Suprafață necesară pentru montare module: 4758 m²
- Domeniul temperaturii de utilizare: - 40°C până la + 85°C
- Nr. module (buc.): 683 buc, 37 siruri a câte 8 panouri și 43 siruri a câte 9 panouri

Invertoare

- Putere maxima de intrare: 130000 Wp – în curent continuu ($\cos \varphi = 1$)
- Eficiență: 98.6%
- Tensiune de intrare maxima: 1100 V
- Tensiune de iesire: 400/230V, 50Hz
- Putere nominala de iesire: **100000W** - în curent alternativ
- Numar MPPT: 10
- Numar intrari: 20

- Domeniul temperaturilor de utilizare: - 25°C...+ 60°C
- Umiditate relativa maxima fara condensare: 0...100%
- Conformitate cu standardele: EN 61000-6-2; EN 61000-6-4
- Clasă de protecție: IP 66 conform SR EN 60529
- Nr. invertoare (buc.): 4

Sistem de stocare

- Capacitate maxima: 96,8 kWh
- Dimensiuni: 1810 x 2135 x 1200 mm
- Greutate: 2170 kg
- Temperatura de operare: - 30°C...+ 55°C
- Instalare la exterior
- Protocol comunicatie: Modbus TCP
- Clasă de protecție: IP 55 conform SR EN 60529
- Conformitate cu standardele: EN 61000-6-2; EN 61000-6-4; EN 62477-1; EN 62040-1; EN 60529

Justificarea alegerii variantei constructive de realizare a investiției

Alegerea sistemului descris în **scenariul A** în detrimentul celui prezentat în scenariul B s-a făcut luând în calcul următoarele considerente:

- Dimensiunea spațiului/ terenului necesar
- Eficiența tehnologiei fotovoltaice
- Prețul total al sistemului fotovoltaic

Scenariu recomandat: Scenariul A

În urma investigațiilor facute în domeniul variantelor constructive și tehnologice bazate pe disponibilitatea, experiența anterioară dobândită în domeniu, sustenabilitatea și maturitatea tehnologiei, fezabilitatea financiar-economică etc, sistemul fotovoltaic propus pentru realizarea obiectivului **Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie** cu puterea instalată de 399,555 kWp, în Sangeorgiu de Mures, Str. Agricultorilor nr. **1107**, se recomandă a avea următoarea componență:

- structura de montare realizată din profile de oțel protejate împotriva coroziunii care va susține două rânduri de panouri suprapuse în format “portret”, orientate către sud la o înclinare de 30 de grade față de orizontală; sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică, rezistență la intemperii, la încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă; Structura de montare asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice

față de suprafața solului pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate;

- 683 Panouri fotovoltaice grupate în 37 siruri a câte 8 panouri și 43 siruri a câte 9 panouri, fix cu montare la sol în format 2P, orientare spre sud, înclinare la 30 grade;
- Invertoare – 100 kW: 4 buc.;
- șirurile se vor conecta prin 4 tablouri de protecție CC la invertoare, iar acestea vor fi centralizate câte două pe o cutie de conexiuni și protecție CA, racordate la TDG prin câte un cablu aerian dimensionat corespunzător pentru puterea maximă debitată.

b Scenariul B

Panouri fotovoltaice

- Variantă tehnologică module fotovoltaice: Si monocristalin,
- Putere: 450 Wp
- Dimensiuni: 2108 × 1048 x 40 mm
- Eficiență: 20,4 %
- Tensiune la putere maximă (U_{pmm}): 41,3 V
- Curent la putere maximă (I_{pmm}): 10,9 A
- Tensiune în circuit deschis (U_{oc}): 49,7 V
- Curent de scurtcircuit (I_{sc}): 11,5 A
- NMOT: 44°C±2°C
- Tensiunea maximă a sistemului: 1500 V
- Conformitate cu standardele:
 - SR EN 61215:2006 (CEI/EN 61215:2005) „Module fotovoltaice (PV) cu siliciu cristalin pentru aplicații terestre. Certificarea concepției și omologare”;
 - SR EN 61730-1/2:2007 (CEI / EN 61730-1:2004) „Calificare pentru securitatea în funcționare a modulelor fotovoltaice (PV). Partea 1: Cerințe de construcție”/ Partea 2: Cerințe pentru încercări”;
- Sistem montare module: fix cu montare la sol în format 2P, orientare spre sud, înclinare la 30 grade
- Suprafață necesară pentru montare module: 2850 m²
- Domeniul temperaturii de utilizare: - 40°C până la + 85°C
- Nr. module (buc.): 888 buc, 72 siruri a câte 11 panouri și 8 siruri a câte 12 panouri

Invertoare

- Putere maxima de intrare: 130000 Wp – în curent continuu ($\cos \varphi = 1$)
- Eficiență: 98.6%
- Tensiune de intrare maxima: 1100 V
- Tensiune de iesire: 400/230V, 50Hz
- Putere nominala de iesire: **100000W** - în curent alternativ
- Numar MPPT: 10
- Numar intrari: 20
- Domeniul temperaturilor de utilizare: - 25°C...+ 60°C
- Umiditate relativa maxima fara condensare: 0...100%
- Conformitate cu standardele: EN 61000-6-2; EN 61000-6-4
- Clasă de protecție: IP 66 conform SR EN 60529
- Nr. invertoare (buc.): 4

Justificarea alegerii variantei constructive de realizare a investiției

Se alege sistemul descris în **scenariul A** în detrimentul celui prezentat în scenariul B luând în calcul următoarele considerente:

- Dimensiunea spațiului/ terenului necesar
- Eficiența tehnologiei fotovoltaice
- Prețul total al sistemului fotovoltaic

Scenariu recomandat: Scenariul A

În urma investigațiilor facute în domeniul variantelor constructive și tehnologice bazate pe disponibilitatea, experiența anterioară dobândită în domeniu, sustenabilitatea și maturitatea tehnologiei, fezabilitatea financiar-economică etc, sistemul fotovoltaic propus pentru realizarea obiectivului **Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie** cu puterea instalată de 399,555 kWp, în Sangeorgiu de Mureș, Str. Agricultorilor nr. **1107**, se recomandă a avea următoarea componență:

- structura de montare realizată din profile de oțel protejate împotriva coroziunii care va susține două rânduri de panouri suprapuse în format “portret”, orientate către sud la o înclinare de 30 de grade față de orizontală; sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică, rezistență la intemperii, la încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă; Structura de montare asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice

față de suprafața solului pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate;

- 683 panouri fotovoltaice si monocristalin de putere 585Wp fiecare, cu o eficiență mai mare de 22,00%, conectate în 37 de șiruri, a câte 8 module, respectiv 43 șiruri a câte 9 module, legate în serie;
- 4 invertoare de putere 100kW cu 10 MPPT, fiecare cu 2 intrari, și eficiență 98,6%;
- șirurile se vor conecta prin 4 tablouri de protecție CC la invertoare, iar acestea vor fi centralizate câte doua, impreuna cu sistemul de stocare, pe o cutie de conexiuni și protecție CA, racordata la TDG prin câte un cablu aerian dimensionat corespunzător pentru puterea maximă debitată;

3.3 Costurile estimative ale investiției:

a SCENARIU A

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		0,00	0,00
Total Capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Alimentarea cu energie electrica		0,00	0,00
2.2	Alimentarea cu apa, canalizare		0,00	0,00
2.3	Bransament la rețeau de apa si canalizare		0,00	0,00
2.4	Bransament la rețeau de energie electrica		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
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului		0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice		0,00	0,00
	3.1.4.			
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00

3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		0,00	0,00
3.5	Proiectare	71.149,80	13.518,47	84.668,27
	3.5.1. Temă de proiectare		0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate		0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	21.393,35	4.064,74	25.458,09
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	31.056,45	5.900,73	36.957,18
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	2.350,00	446,50	2.796,50
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	16.350,00	3.106,50	19.456,50
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	88.735,43	16.859,73	105.595,16
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	70.850,27	13.461,55	84.311,82
	3.7.2. Auditul financiar	17.885,16	3.398,18	21.283,34
3.8	Asistență tehnică	19.704,30	3.743,82	23.448,12
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	4.800,00	912,00	5.712,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	3.100,00	589,00	3.689,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	1.700,00	323,00	2.023,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	14.904,30	2.831,82	17.736,12
	3.8.3 Coordonator in materie de securitate si sanatate-conform Hotararii Guvernului nr.300/2006,cu modificarile si completarile ulterioare	0,00	0,00	0,00
Total Capitol 3		179.589,53	34.122,02	213.711,55
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	339.659,06	64.535,22	404.194,28
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	82.798,35	15.731,69	98.530,04
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	985.208,01	187.189,52	1.172.397,53
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total Capitol 4		1.407.665,42	267.456,43	1.675.121,85
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 conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	8.871,61	0,00	8.871,61
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	2.112,29	0,00	2.112,29
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	422,46	0,00	422,46
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	2.112,29	0,00	2.112,29
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	4.224,57	0,00	4.224,57
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	42.246,00	8.026,74	50.272,74
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.040,00	387,60	2.427,60
Total Capitol 5		53.157,61	8.414,34	61.571,95
CAPITOLUL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	15.449,18	2.935,34	18.384,52
Total Capitol 6		15.449,18	2.935,34	18.384,52
CAP. 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		1.655.861,74	312.928,13	1.968.789,87
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		422.457,41	80.266,91	502.724,32

b SCENARIU B

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului		0,00	0,00

1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială		0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		0,00	0,00
Total Capitol 1		0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Alimentarea cu energie electrică		0,00	0,00
2.2	Alimentarea cu apă, canalizare		0,00	0,00
2.3	Bransament la rețeau de apă și canalizare		0,00	0,00
2.4	Bransament la rețeau de energie electrică		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
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului		0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice		0,00	0,00
	3.1.4.			
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor		0,00	0,00
3.5	Proiectare	61.040,00	11.597,60	72.637,60
	3.5.1. Temă de proiectare		0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate		0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	20.880,00	3.967,20	24.847,20
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	29.910,00	5.682,90	35.592,90
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1.350,00	256,50	1.606,50
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	8.900,00	1.691,00	10.591,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	135.986,75	25.837,48	161.824,23
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	118.058,75	22.431,16	140.489,91
	3.7.2. Auditul financiar	17.928,00	3.406,32	21.334,32
3.8	Asistență tehnică	17.790,00	3.380,10	21.170,10

	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	2.850,00	541,50	3.391,50
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	2.000,00	380,00	2.380,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	850,00	161,50	1.011,50
	3.8.2. Dirigenție de șantier	14.940,00	2.838,60	17.778,60
Total Capitol 3		214.816,75	40.815,18	255.631,93
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	558.576,72	106.129,58	664.706,30
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	100.237,44	19.045,11	119.282,55
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	980.890,68	186.369,23	1.167.259,91
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total Capitol 4		1.639.704,84	311.543,92	1.951.248,76
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 conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	27.011,38	0,00	27.011,38
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3.294,07	0,00	3.294,07
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	658,81	0,00	658,81
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3.294,07	0,00	3.294,07
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	19.764,42	0,00	19.764,42
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	65.881,00	12.517,39	78.398,39
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.040,00	387,60	2.427,60

Total Capitol 5		94.932,38	12.904,99	107.837,37
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	15.449,18	2.935,34	18.384,52
Total Capitol 6		15.449,18	2.935,34	18.384,52
TOTAL GENERAL		1.964.903,15	368.199,43	2.333.102,58
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		658.814,16	125.174,69	783.988,85

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

Costurile operaționale vor fi acoperite din economiile realizate la plata utilităților, ca urmare a autoconsumului.

- Cheltuieli cu mentenanța și reparațiile (15.000 euro pe an, 74.700 lei) și cuprind:
 - Revizii ale echipamentelor, mentenanța preventivă a sistemului
 - Înlocuire cabluri sau alte elemente de conectare cu defecțiuni
 - Îndepărtarea murdăriei și a particulelor de praf de pe suprafețele sticlelor, acumularea de murdărie scade cu 20% randamentul instalației.
 - Verificarea structurii de sprijin;
 - Verificarea inverterului;
 - Analiza stadiului și integrității șirurilor;
 - Verificarea comutatoarelor CA și a dispozitivelor de protecție;
 - Inspecția sistemului de alimentare.
- Reparații capitale, înlocuiri
 - Înlocuirea a câte un inverter din anul 6, după expirarea perioadei de garanției;
 - Înlocuirea structurii metalice de susținere, începând cu anul 10, apoi 20, câte o treime pe an, ca urmare a pierderii stratului de protecție la rugină;
 - Înlocuire de panouri defecte după expirarea perioadei de garanție de 15 ani.

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

- studiu topografic – Studiu topografic-plan de situație vizat de OCPI anexat acestui proiect.
- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului - Studiul geotehnic se regăsește anexat documentației de finanțare.

- 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
- 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

Durata de realizare a investiției este de 8 luni de zile, respectiv noiembrie 2025- iunie 2026.

Denumire activitate	Perioada de execuție Luni calendaristice							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Proiectare faza PT+ DDE								
Obținere avize/ autorizații								
Predare amplasament								
Montarea panourilor fotovoltaice								
Instalarea echipamentelor								
Racordare la rețea								
Punere în funcțiune și recepție finală								

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

Ambele scenarii se inscriu tehnic in parametrii stabiliți prin avizul de racordare care se va actualiza cu capacitatea de stocare.

SCENARIUL A propune utilizarea a unei capacitati de stocare tip cabinet baterii 1 x 97 kw, ceea ce presupune o flexibilitate imbunatatita a parcului in raport cu sistemul energetic national la care acesta se racordeaza.

SCENARIUL B nu propune utilizarea unei capacitati de stocare tip cabinet baterii.

S-a optat pentru SCENARIUL A

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

Scopul prezentei documentații este conform temei de proiectare elaborarea unei analize tehnico-economice, în vederea identificării și fundamentării oportunității de realizare a unei capacități energetice cu puterea maximă instalată: 399,555 kWp.

Pentru analiza opțiunilor și fezabilitatea scenariilor s-a ales un orizont de timp de 20 ani. Scenariile selectate pentru analiză au ținut cont de măsura în care ambele scenarii contribuie la atingerea

obiectivelor privind producerea energiei electrice și valoarea adăugată a proiectului. Astfel, au fost analizate 2 scenarii, considerate reprezentative în contextul prezentat al proiectului.

Perioada de referință folosită pentru realizarea analizei tehnico-economice este de 20 ani;

Rata de actualizare folosită în cadrul analizei financiare este de 6,85%;

Scenariul de referință este Scenariul A, conform celor prezentate mai sus.

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

Evaluarea riscurilor este un proces de aplicare a unor metodologii de evaluare a riscurilor așa cum au fost definite, probabilitatea, frecvența de manifestare a unui risc și expunerea oamenilor dar și a bunurilor lor la acțiunea acestuia, ca și consecințele expunerii respective.

Există trei pași în evaluarea riscului: identificarea riscului, analiza și evaluarea vulnerabilității. Pentru identificarea riscului trebuie mai întâi identificate riscurile care apar, existând o serie de metodologii de identificare și evaluare a riscurilor. Fiecare dintre aceste metodologii ia în considerare parametri precum frecvența, durata, severitatea, impactul pe termen lung sau scurt, pagubele.

Factori de risc antropici: fenomene de interacțiune între om și natură, declanșate sau favorizate de activități umane și care sunt dăunătoare societății în ansamblu și existenței umane în particular.

- *Riscul eșecului utilităților publice:* este mai mare în zonele urbane, având în vedere densitatea populației și existența mai multor sisteme de utilități publice. Eșecul (scoatere din funcțiune) sistemelor, instalațiilor și echipamentelor care poate conduce în cazul nostru la întreruperea alimentării cu energie electrică. Măsuri de prevenire: investiția constă în fapt într-un sistem fotovoltaic de generare a energiei din surse regenerabile care va asigura un autoconsum de **mai mult de 50% din energia produsă** cu ajutorul acestui sistem fotovoltaic.
- *Epidemii:* răspândirea în proporții de masă a unei boli transmisibile la oameni. Cauza fenomenului: condiții sanitare precare, sărăcie, contaminarea apei alimentelor etc. Caracteristici generale: posibilitate ridicată de răspândire, existența unor dezechilibre economice și sociale, lipsa personalului specializat, etc. Predictibilitatea: studiile și rapoartele epidemiologice pot crește capacitatea de diagnoză și prognoză, inclusiv la bolile cu perioade mari de incubație, etc. Factori de vulnerabilitate: sarcina, lipsa de imunizare la boli, nutriție deficitară, apă potabilă de slabă calitate etc. Efecte: bolnavi și morți, pierderi economice, panică etc. Măsuri de reducere a riscului: **monitorizarea evoluției factorului de risc medical** de urgență, elaborarea unui plan de protecție cu alocarea resurselor necesare. Măsuri de pregătire specifice: verificare și confirmare diagnostice, identificarea cazurilor, găsirea surselor epidemice, controlul evoluției cazurilor, etc. Toate cele enumerate mai sus se realizează prin colaborarea cu entitățile îndrituite

a se ocupa cu acest segment, fie ele administrații locale sau entități specialitate pe probleme medicale.

Factori de risc naturali, inclusiv de schimbări climatice

- *Riscuri legate de temperatură.* Acestea pot fi de tipul schimbarea temperaturii (aer, apă), stresul termic, variabilitatea temperaturii, val de căldură, val de frig/îngheț.
- *Riscuri legate de vânt.* Acestea pot fi de tipul schimbarea regimului vântului, furtună (inclusive viscole).
- *Riscuri legate de ape.* Acestea pot fi de tipul schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață) precipitații sau variabilitate hidrologică.

S-a realizat o evaluare a riscurilor climatice și a altor vulnerabilități identificate și s-a constatat că investiția nu este supusă riscurilor climatice dat fiind zona de implementare. Toate aceste riscuri enumerate sunt depășite prin faptul că caracteristicile tehnice ale panourilor sunt în intervale foarte mari (spre exemplu funcționare la -40 C). Caracteristicile climaterice ale zonei de amplasare sunt mult în interiorul intervalelor de funcționare, astfel încât aceste riscuri sunt controlate.

Celulele, numite și celule fotovoltaice, au de obicei o suprafață foarte mică și curentul generat de o singură celulă este mic dar combinații serie, paralel ale acestor celule pot produce curenți suficient de mari pentru a putea fi utilizați în practică. Pentru aceasta, celulele sunt încapsulate în **panouri care le oferă rezistență mecanică și la intemperii.**

Riscuri legate de temperatură.

Acestea sunt la acest moment depășite pentru aproape toate tipurile de panouri aflate pe piață și cu siguranță pentru celese agrementate pe teritoriul României. Acest lucru este demonstrat și prin faptul că în specificațiile tehnice cerute ale panourilor ce se vor instala este trecut și un interval de temperatură foarte mare de funcționare, și anume -40°C.....+80°C atât pentru panouri cât și pentru invertoare.

Riscuri legate de vânt

În general suporturile metalice pe care se așează panourile sunt testate să reziste la cel puțin 200 km/oră aici referindu-ne la suporturile fixe. Astfel riscurile legate de vânt se diminuează considerabil, ele apărând doar în condiții meteorologice extreme, nespecifice zonei de implementare (tornadă, taifun etc).

Riscuri legate de ape

Panourile vor fi cel puțin în standardul de protecție **IP 65**. IP este prescurtarea de la Ingress Protection, care este o măsură a protecției pe care o va avea un echipament împotriva obiectelor solide (praf, nisip, murdărie etc.) și a lichidelor, reflectând adecvarea aparatelor electrice care se potrivesc la condițiile specifice de mediu în instalațiile exterioare. Protecția la intrare constă din literele IP urmate de două cifre și o literă opțională. Prima cifră se referă la gama de rezistență anti-praf a aparatului, adică nivelul

echipamentului împotriva prafului și a obiectelor străine solide. **Cel mai înalt nivel este 6.** A doua cifră se referă la gradul de etanșeitate a aparatului împotriva imersiei în umezeală. Și anume nivelul la care echipamentul împiedică pătrunderea lichidelor. Cel mai înalt nivel este 8. În general, cu cât numărul este mai mare, cu atât va fi mai mare protecția aparatului.

Celulele sunt încapsulate în panouri care le oferă rezistență mecanică și la intemperii. Cea mai mare parte a panourilor existente sunt certificate și testate pentru a rezista la grindină de până la 25 mm diametru și la viteze mari de impact de până la 80 km/ora a bobului de grindină.

Celulele, numite și celule fotovoltaice, au de obicei o suprafață foarte mică și curentul generat de o singură celulă este mic, dar combinații serie, paralel ale acestor celule pot produce curenți suficient de mari pentru a putea fi utilizați în practică. Pentru aceasta, celulele sunt încapsulate în **panouri care le oferă rezistență mecanică și la intemperii.**

4.3 Situația utilităților și analiza de consum:

A se vedea raportul de audit.

4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

Sustenabilitatea este acel criteriu care urmărește în ce măsură proiectul propus continuă să existe, să funcționeze și să genereze profit și după încheierea finanțării. Acest aspect trebuie tratat din punct de vedere financiar, al resurselor umane și, nu în ultimul rând, din punct de vedere tehnic.

Membrii Unității de Implementare a Proiectului își asumă operarea și întreținerea proiectului după implementare

- din punct de vedere a resurselor umane: entitatea responsabilă cu asigurarea sustenabilității proiectului după încetarea finanțării va fi UIP, membrii având calificarea și experiența pentru a asigura sustenabilitatea investiției (a se vedea CV-urile).
- din punct de vedere tehnic: managerul de proiect și responsabilul tehnic vor avea un rol crucial în exploatarea și funcționarea corectă a sistemului și evitarea defecțiunilor. Astfel, sustenabilitatea se va asigura prin:
 - curățarea regulată a panourilor (spălare cu apă pentru eliminarea prafului, noroiului, dejecțiilor de păsări, curățarea zăpezii și tratarea panourilor împotriva gheții) în vederea păstrării randamentului sistemului (depunerile pot scădea eficiența sistemului cu până la 12 - 15%)
 - acordarea unei atenții deosebite activităților de mentenanță și revizie (conductă solară, pompă recirculare solară, materiale și accesorii de montaj, aerisire sistem solar, senzori, etc.).

Aceste activități se vor realiza pentru a evita defectarea gravă a sistemului și pentru a asigura o funcționare corespunzătoare, la randamentul lor maxim, cu costuri minime.

De asemenea, la momentul semnării contractelor de execuție și furnizare, se vor avea în vedere serviciile de garanție și post-garanție pentru asigurarea funcționării continue a sistemului.

- din punct de vedere financiar: întreprinderea va asigura, după finalizare, operarea și întreținerea proiectului din resurse proprii, susținut de previziunile financiare din cadrul Analizei de Cost-Beneficiu.

a impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Producția și utilizarea energiei generează peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră din UE. Decarbonizarea sistemului energetic al UE este, prin urmare, esențială pentru atingerea obiectivelor noastre climatice pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Implementarea proiectului va duce la creșterea de activităților prietenoase cu mediul respectiv utilizarea rațională a resurselor, utilizarea resurselor regenerabile prin dotarea cu un sistem fotovoltaic.

Impactul social și cultural poate astfel privit prin prisma faptului că, comunitatea locală va realiza importanța unor astfel de sistem iar o parte din aceștia vor recurge de asemenea la astfel de măsuri în propriile locuințe urmând exemplul întreprinderii noastre. De asemenea, activitatea prietenoasă cu mediul va duce în timp la acțiuni individuale ale fiecărui angajat precum și a celor din zonă în propriile gospodării, respectiv acțiuni de protecție sau de prevenire a poluării, colectare selectivă, utilizarea rațională a utilităților etc.

Proiectul va deveni un exemplu de bună practică în zonă și promotor de investiții în crearea de unități de producție a energiei regenerabile, care să conducă la reducerea emisiilor de carbon în atmosferă; o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă.

Egalitate de șanse

Egalitatea de șanse are la baza asigurarea participării depline a fiecărei persoane la viața economică și socială, fără deosebire de origine etnică, sex, religie, vârstă, dizabilități sau orientare sexuală. Pentru asigurarea egalității de șanse între femei și bărbați, solicitantul va întreprinde următoarele măsuri specifice:

- sprijinirea accesului egal al femeilor și bărbaților la toate nivelurile procesului decizional
- stimularea participării echilibrate a femeilor și a bărbaților la toate nivelurile procesului decizional
- accelerarea eforturilor de eliminare a oricăror forme de discriminare pe bază de sex în domeniul muncii;
- stimularea reintegrării femeilor pe piața muncii după concediul de maternitate
- asigurarea unui mediu de lucru ce respectă normele de sănătate și securitate în muncă

Egalitatea între femei și bărbați este un drept fundamental, o valoare comună de creștere economică, ocuparea forței de muncă și a coeziunii sociale. Aceste principii vor fi urmărite și se vor ține cont de ele și în cadrul proiectului, atât în faza de pregătire, elaborare a acestuia, cât și în faza de implementare, prin contracte de servicii și furnizare încheiate.

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

- *în faza de realizare:* având în vedere caracterul specific al lucrărilor de instalare a sistemului fotovoltaic, acesta va fi realizat de către o întreprindere specializată și autorizată în astfel de lucrări, nefiind implicat direct personal propriu al întreprinderii noastre decât pentru observarea lucrărilor.
- *în faza de operare:* operarea presupune arareori doar mentenanța sistemului prin spălarea periodică cu apă a panourilor fotovoltaice instalate.

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

Amplasamentul ales pentru investiție este situat la distanța mai mare de siturile de importanță comunitară Natura 2000 - SCI Călimani-Gurghiu și RO SPA 0033 Depresiunea Giurgeului și la o distanță relativ mare de padurea Tg.Mures. Prin natura lucrărilor propuse, investiția nu va fi afectat ecosistemul terestru (fauna, flora, etc.) și nici cel acvatic.

Speciile nu sunt afectate (semnificativ), impactul pe termen scurt (perioada de implementare/montare) și mediu/lungă fază de operare/funcționare (întreținere panouri/teren de sub) este redus/uneori moderat.

Protecția mediului constituie obligația și responsabilitatea autorităților administrației publice centrale și locale, precum și a tuturor persoanelor fizice și juridice, implicate în execuția, exploatarea și întreținerea obiectivului de investiție. Impactul rezultat ca urmare a activităților desfășurate va fi minim și reversibil.

Impactul în timpul execuției va fi local, fără efecte la nivelul vecinătăților, cu îndeplinirea următoarelor prevederi:

- Desfășurarea activității lucrărilor va avea loc în interiorul spațiilor deținute de întreprindere;
- Transportul materialelor necesare și a deșeurilor rezultate se face cu mijloace de transport adecvate
- Zgomotul provenit de la lucrările de execuție va fi atenuat prin faptul că sistemele sunt anterior dimensionate, aici fiind doar montate și eventual realizate mici calibrări dimensionale

Pot fi identificate 2 (două) tipuri de impact: în timpul perioadei de execuție, când se produc efecte pe termen scurt și la nivel local; și în timpul perioadei de funcționare.

Perioada de execuție.

În perioada de execuție, gradul de poluare este relativ redus, materialele utilizate fiind certificate din punct de vedere calitativ și procesele tehnologice fiind asociate cu măsuri de protecție a mediului. Procesele tehnologice respectiv activitatea de instalare a sistemului fotovoltaic nu implică utilizarea de substanțe toxice.

Per ansamblu, în perioada de execuție a lucrărilor de instalare, poluarea aerului rezultată din activitatea de instalare și montaj, săpături, etc este nesemnificativă; local, în punctele de lucru de concentrare a echipamentelor de lucru, se pot atinge valori semnificative ale concentrațiilor la emisie, valori ce nu vor depăși însă CMA. Se va urmări activitatea pe perioada șantierului și se va controla nivelul emisiilor de praf.

Perioada de funcționare.

Canalizare: necesarul de apă este extrem de mic și apare doar la momentele curățării panourilor fotovoltaice, la perioade destul de mare de timp. În cazul panourilor solare amplasate pe terenuri, apele utilizate (nu conțin substanțe suplimentare) vor fi preluate de către sol la fel ca în cazul apelor pluviale.

Protecția aerului.

Perioada de construire: pe ansamblu, în perioada de execuție a lucrărilor de instalare a sistemului fotovoltaic, poluarea aerului rezultată din activitatea de construcții de tip săpături; local, în punctele de lucru de concentrare a echipamentelor de lucru, se pot atinge valori semnificative ale concentrațiilor la emisie, valori ce nu vor depăși însă CMA. Se va urmări activitatea pe perioada șantierului și se va controla nivelul emisiilor de praf.

Perioada de funcționare: din activitatea desfășurată nu se emit noxe care să se disperseze în aer, fiind vorba în fapt de un sistem fotovoltaic de captare a energiei solare și transformarea acesteia în energie electrică.

Surse de zgomot și vibrații.

Perioada de construcție: în perioada de execuție, se estimează că în șantier, în zona fronturilor de lucru vor putea exista niveluri de zgomot de până la 90 dB(A), pentru anumite intervale de timp; rezultă evident că trebuie să se limiteze pe cât posibil traficul pentru șantier în zona de lucru. În faza de execuție, prin organizarea șantierului sunt prevăzute faze specifice în graficul de lucru, astfel încât procesul de construire să nu constituie o sursă semnificativă de zgomot și vibrații. Zgomotele sunt datorate de operațiunile mecanice de instalare și montare a suporturilor și a panourilor fotovoltaice.

Perioada de funcționare: nu există surse de zgomot și vibrații în perioada de funcționare.

Surse de radiații.

Sursele de poluanți pentru sol, subsol și ape freatice.

Perioada de construcție: nu sunt factori de poluare a solului în perioada de realizare a obiectivului deoarece toate lucrările se vor face controlat, cu materiale noi, riscul de pierderi necontrolate fiind mult redus. În timpul execuției, se utilizează materiale care în prealabil au fost proiectate, debitate și finisate de către furnizor respectiv societatea de instalare a sistemului fotovoltaic astfel încât deșeurile rezultate vor fi în cantități infime date de eventuale corecții ale sistemului de prindere, ambalaje ale organelor de asamblare, ambalaje de transport a sistemului. Acestea vor fi colectate separat la fel ca toate deșeurile din cadrul întreprinderii noastre.

Perioada de funcționare: nu sunt factori de poluare a solului în perioada de funcționare a obiectivului deoarece este vorba de un sistem de captare a energie solare care nu produce nici un fel de poluare, dimpotrivă, duce la reducerea populației.

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

Proiectul presupune amplasarea unor sisteme de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică, pe 2 parcele de teren existente în interiorul spațiului deținut de societate. Astfel, nu va exista nici un impact raportat la contextul natural și antropic.

Natura transfrontalieră a impactului.

Amplasamentul nu intra sub incidența art.28 din OUG nr.57/2007 privind regimul ariilor protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin legea 49/2011, cu modificările și completările ulterioare

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

Piața conductorilor electrici este strâns legată de piața construcțiilor și a materialelor de construcții. În 2023, sectorul construcțiilor a crescut cu 7%, iar pentru 2024 era preconizată o creștere de 9,6%, conform CNSP. Această revizuire pozitivă a fost susținută de construcțiile ingineresti și fondurile europene.

Prețurile din construcții au crescut cu 11,5% în 2023, dar se preconiza o încetinire a creșterii în anii următori. PIB-ul pentru 2023 a fost estimat să crească cu 2,8%, cu construcțiile și serviciile în creștere, în timp ce industria a fost afectată de disfuncționalități în lanțurile de aprovizionare.

Spre sfârșitul anului 2020, toți furnizorii au anunțat majorări semnificative ale prețurilor la materii prime. Consecința a fost creșterea comenzilor către furnizori pentru crearea de stocuri și supralicitarea serviciilor logistice, începând cu ianuarie 2021 și culminând cu apariția unei crize globale evidente din a doua jumătate a anului 2021. Această criză, manifestată prin cererea mai mare decât oferta, a permis la începutul lui 2022 implementarea majorărilor mari de prețuri la materii prime și servicii maritime.

Peste criza materiilor prime s-a suprapus, la începutul anului 2022, și criza energetică. Cu toate acestea, se estima că domeniul construcțiilor își va păstra trendul crescător datorită marilor proiecte, fie noi, fie în curs, atât pentru clădiri noi, cât și pentru renovări susținute cu fonduri europene.

Dezvoltarea accelerată a industriei construcțiilor din ultimii trei ani, în special în zona rezidențială și logistică, a făcut ca piața locală a echipamentelor electrice și de automatizare să înregistreze o creștere peste media europeană. Segmentul se află într-o etapă de dezvoltare care va continua cel puțin 10 ani.

Lumea în continuă schimbare, noile cerințe referitoare la siguranță, confort și eficiență energetică vor reprezenta, de asemenea, motive suficiente pentru dezvoltarea acestor sectoare dinamice. Potrivit estimărilor, din valoarea totală a pieței de instalații electrice și automatizări, segmentul componentelor de medie și joasă tensiune (corpuri și materiale electrice utilizate la clădiri) se situează la circa 200 de milioane de euro, la un nivel similar fiind estimată și valoarea automatizărilor pentru clădiri (BMS).

Perspectivile de dezvoltare a pieței de iluminat se împart în două segmente, ce vor avea dinamici diferite: segmentul privat și cel public. În cel privat, convulsiile pieței după criza sanitară și schimbarea obiceiurilor în utilizarea spațiilor comune vor avea un impact semnificativ în zona de birouri, dar și HoReCa. Totodată, creșterea competitivității, necesitatea scăderii consumurilor specifice de energie și digitalizarea vor împinge industria spre adoptarea de măsuri. Una dintre cele de luat în seamă este și eficiența energetică. În segmentul public, Comisia Europeană va solicita ca obligatorii criteriile de achiziții publice ecologice în perioada următoare și vom avea rezultate vizibile în acest sens. În România, recomandările nu sunt suficiente, majoritatea încearcă să ocolească cerințele obligatorii, însă programele de finanțare europeană PNRR, POR și cele guvernamentale AFM, investiții CNI și PNDL 3 vor crea premisele unei creșteri a cererii pe aceste segmente. Pe scurt, putem avea clădiri mai eficiente energetic, sustenabile cu sisteme digitalizate, ceea ce înseamnă desigur și o creștere a cererii de conductori și fire electrice.

Evoluția comparativă (2023 versus 2022) a primelor 25 de întreprinderi active în CAEN 2732, este prezentată în cele ce urmează:

Nr.	Denumire societate	CA2022	CA2023	Evoluție
1	ICME ECAB SA	1.293.611.319	1.349.745.144	▲ 4,16%
2	COFICAB EASTERN EUROPE SRL	1.135.404.022	1.252.992.244	▲ 9,38%
3	COFICAB PLOIESTI SRL	901.819.581	1.083.312.980	▲ 16,75%
4	RCB ELECTRO 97 SA	239.454.426	225.431.041	▼ 6,22%
5	PGA ELECTRIC SRL	190.421.524	216.122.328	▲ 11,89%
6	CABLETEAM SRL	268.638.651	205.263.333	▼ 30,88%
7	IPOEB SA	181.226.388	190.725.384	▲ 4,98%
8	EKR ELEKTROKONTAKT ROMANIA SRL	144.657.756	172.249.515	▲ 16,02%
9	ELECTROPLAST SA	133.985.924	155.965.396	▲ 14,09%
10	2 CONNECT ROMANIA SRL	109.294.053	139.788.002	▲ 21,81%
11	ENERGOPLAST SA	84.813.513	89.809.775	▲ 5,56%

12	CIS AUTOMOTIVE SRL	65.089.147	67.171.397	▲ 3,10%
13	FENDER CABLES SRL		46.012.225	▲ 100,00%
14	OMNI CABLE SRL	23.772.744	41.679.346	▲ 42,96%
15	CABTEC SRL	33.471.765	30.885.860	▼ 8,37%
16	BIMED TEKNIK ROMANIA SRL	26.732.631	26.429.475	▼ 1,15%
17	TOP ELECTRO SRL	27.536.321	22.719.534	▼ 21,20%
18	ENGESER SRL	7.090.520	11.202.219	▲ 36,70%
19	NORDELECTRONICA EAST SRL	6.224.800	8.361.628	▲ 25,56%
20	ERSI SRL	5.927.883	3.964.204	▼ 49,54%
21	CABELSYS SRL	3.207.488	3.855.266	▲ 16,80%
22	NICOLAY ROMANIA SRL	4.674.849	3.825.339	▼ 22,21%
23	ARKASIL SK SRL	123.514	3.143.371	▲ 96,07%
24	ROMPLAST SA	2.892.363	2.618.508	▼ 10,46%
25	ELECTRO MEDIAS CONFECTII SRL	2.552.954	2.521.984	▼ 1,23%
TOTAL		4.892.624.136	5.355.795.498	▲ 10,98%

Sursa: Ministerul Finanțelor prin mfinante.gov.ro

Datele centralizate de MKOR Consulting și Registrul Constructorilor (studiu publicat în data de 20 aprilie 2022) relevă faptul că, în medie, românii realizează două lucrări de amenajare pe an, iar 59% apelează la familie și prieteni pentru ajutor în realizarea acestui tip de renovare. De cealaltă parte, cei care angajează specialiști (35%) apelează în general la recomandări de la cunoscuți, documentarea online fiind preferată mai degrabă de către tineri.

Pe de altă parte, echipele de muncitori calificați și specialiști sunt cele mai apreciate de către beneficiarii lucrărilor de amenajări, obținând cele mai ridicate scoruri de satisfacție (peste opt din zece puncte) atât pentru calitatea execuției, cât și pentru ritmul de lucru și costurile totale.

Majoritatea românilor (75%) au desfășurat proiecte de amenajare sau reparații în locuințele proprii în ultimele 12 luni, cu scopul de a reîmprospăta spațiile, pentru a schimba stilul de design și a înlocui sistemele electrice, sanitare sau de iluminat. Amenajările au vizat spații precum bucătăria, dormitorul și baia, pentru care beneficiarii au alocat un buget mediu de 6.825 de lei

Potrivit sursei citate, în următorul an, trei din patru români plănuiesc să execute lucrări de renovare în propriile locuințe, dar scade numărul proiectelor de amenajare față de anul 2021, de la două proiecte la 1,4 proiecte în 2022, în medie.

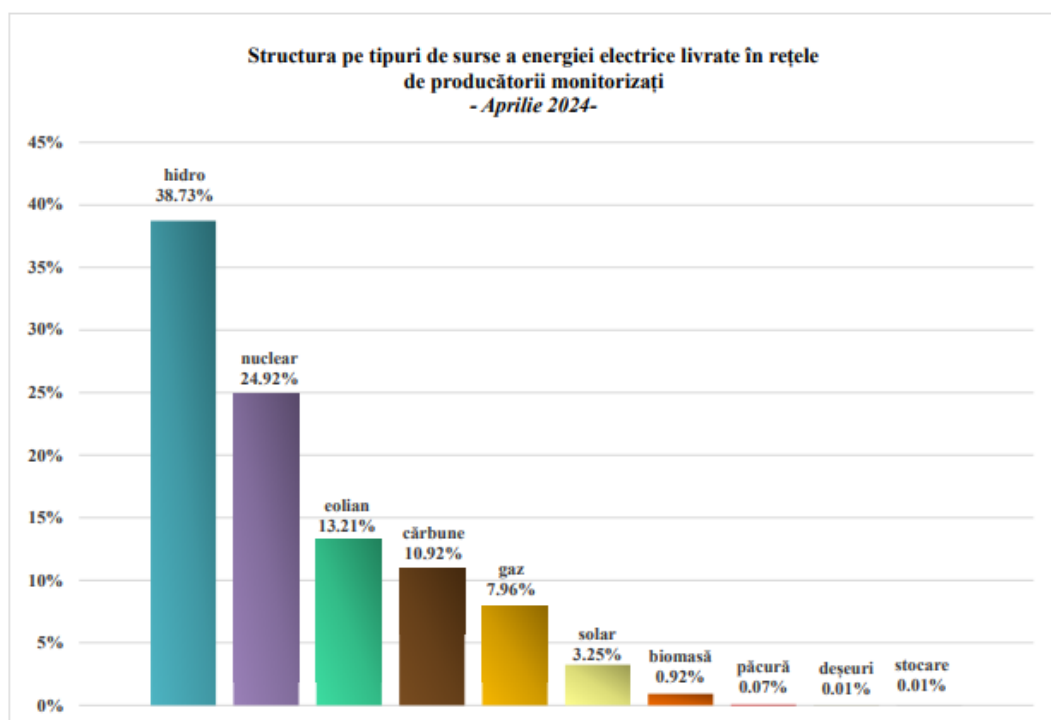
Studiul de piață a fost realizat pe un eșantion reprezentativ de 501 respondenți, cu scopul de a releva obiceiurile generale ale românilor în privința investițiilor imobiliare, a construcțiilor și amenajărilor. Eșantionul este reprezentativ național pe criterii de gen, vârstă (21 – 55 ani) și distribuție geografică și are o marjă de eroare +/-4,5%, la un nivel de încredere de 95%.

Segmentul energiei electrice

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

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

În cele ce urmează sunt prezentate datele privind puterea instalată în capacitățile de producere a energiei electrice la nivelul României (18.307 MW)



Sursa: www.anre.ro

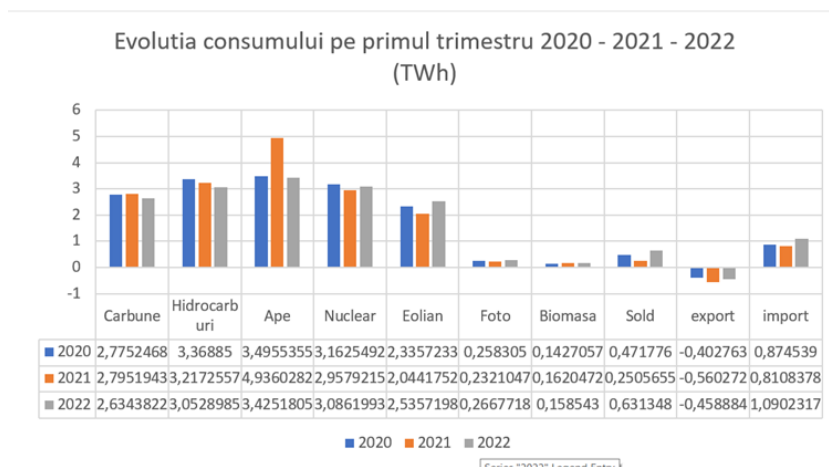
De la 1 ianuarie 2023 și până la 31 martie 2025, piața de energie electrică din România va funcționa pe baza așa-numitului „mecanism de achiziție centralizată“, de fapt o reglementare menită să-i protejeze pe clienți de costurile mari ale energiei, plafonând prețurile finale. În esență, aproape toți marii producători de energie, exceptând regenerabilul și producția în cogenerare, vor vinde energia disponibilă la un preț plafonat de 450 de lei/MWh, mult sub orice preț de piață, iar furnizorii clienților mari o vor primi la același preț.

Mai mulți factori au contribuit la creșterea prețurilor:

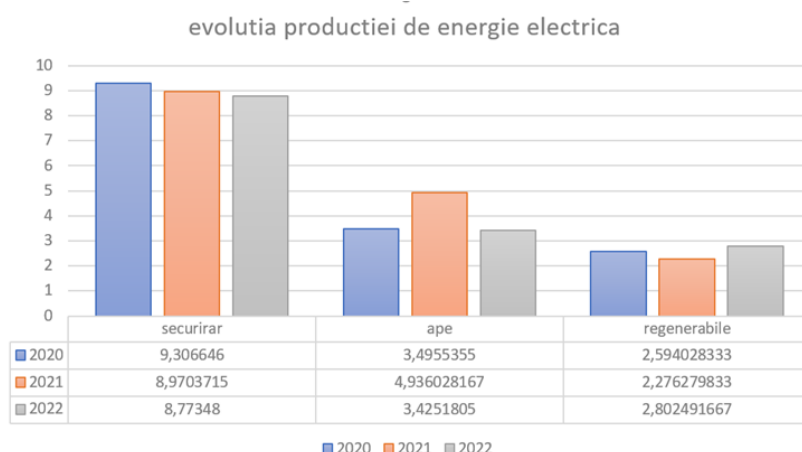
- creșterea fără precedent a prețurilor gazelor naturale pe piețele mondiale –peste 170% în 2021
- iarna lungă și friguroasă de la începutul lui 2021, ce a sporit necesarul de încălzire, urmată de o vară lungă și toridă și de o utilizare crescută a dispozitivelor de răcire, a intensificat cererea de energie

- creșterea cererii de gaz natural lichefiat și, în consecință, majorarea prețului acestuia
- creșterea consumului de gaze naturale în Asia ca urmare a redresării economice
- tensiuni geopolitice tot mai accentuate, inclusiv războiul din Ucraina

În continuare sunt prezentate 2 grafice cu date relevante privind evoluția consumului și apoi evoluția producției energiei electrice la nivelul României.

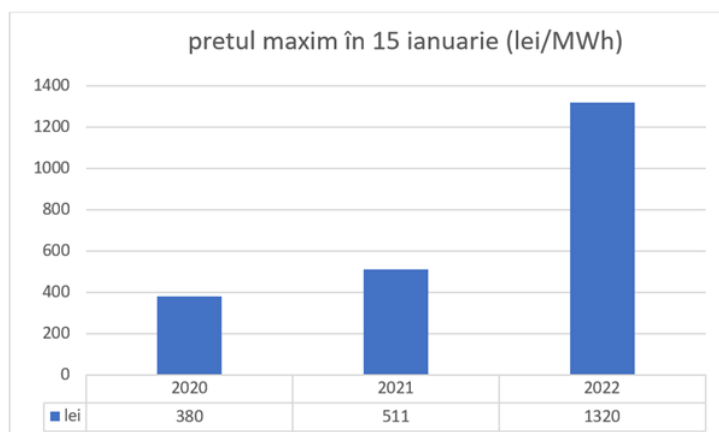


Sursa: www.contributors.ro/energia-electrica-primele-trei-luni-din-ultimii-trei-ani/ după date Transelectrica



Sursa: www.contributors.ro/energia-electrica-primele-trei-luni-din-ultimii-trei-ani/ după date Transelectrica

Pentru următorul grafic ca indicator a fost luată ca referință ziua de 15 ianuarie din cei trei ani analizați și din această zi, a fost luat prețul maxim înregistrat (în toți cei trei ani, prețuri maxime s-a înregistrat pe segmentul orar 18.00 – 19.00). Creșterea este de aproape 400%.



Sursa: www.contributors.ro/energia-electrica-primele-trei-luni-din-ultimii-trei-ani/ după date OPCOM

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

Ipoteze

Pentru efectuarea analizei cost-beneficiu am luat în considerare următoarele ipoteze:

- infrastructura analizată – instalație pentru producere de energie electrică, care generează venituri financiare directe,
- Rata de actualizare – în conformitate cu recomandările Ghidului privind Analiza Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană, am considerat rata de actualizare = 6,85% (pentru moneda RON), fiind dobânda la titlurile de stat emise de Guvernul României.
- Perioada de referință pentru realizarea analizei financiare = 20 ani
- Durata de viață a proiectului = 20 ani

Modelul financiar

Modelul utilizat pentru analiza cost-beneficiu este “analiza flux net de numerar actualizat”

- Evaluarea cheltuielilor pentru perioada de analiză a proiectului (cheltuieli/costuri de investiții și cheltuieli/costuri de întreținere)
- Evaluarea veniturilor financiare generate de proiect
- Calcularea fluxului de numerar
- Calcularea indicatorilor financiari al proiectului: valoarea netă prezentă actualizată (FNPV), rata internă de rentabilitate financiară a proiectului (RIR)

Proiecțiile financiare

În conformitate cu recomandările ghidului solicitantului, am stabilit că perioada de referință pentru care se calculează fluxul de numerar și indicatorii financiari să fie egală cu 20 de ani.

Cheltuielile proiectului sunt:

- cheltuieli de capital
- reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)

Veniturile financiare ale proiectului:

Având în vedere tipul proiectului – respectiv infrastructură pentru producere de energie electrică, proiectul generează venituri financiare indirecte.

Pentru a putea calcula indicatorii de performanță financiară fluxul cumulat, valoarea actuală netă, rata internă de rentabilitate pornim de la calculul capacității instalate a centralei, producția de energie electrică, veniturile și costurile estimate.

Se vor realiza din:

- economii de costuri datorate autoconsumului,
- compensarea energiei injectate.

Sinteza elementelor de calcul pentru venituri financiare incrementale

PARAMETRII	UM	Valoare	An1 impl	An 2	An 3	An 4	An 5
Consum energetic anual pe întreaga întreprindere	MWh		459	459	459	459	459
Consumul energetic anual fabrică	MWh	568	459	459	459	459	459
Producție proiectată	MWh	0	486,9	486,9	486,9	486,9	486,9
Reducere anuală randament	%	0,40%	100%	100%	100%	100%	100%
Producție efectivă minimă	MWh	486,9	487	487	487	487	487
Producție pentru autoconsum	MWh	80,62%	393	393	393	393	393
Cantitate de energie de achiziționat	MWh	0,00%	67	67	67	67	67
Cheltuieli cu energia electrică la fabrică	Lei	0,00%	36.682	36.682	36.682	36.682	36.682
Cantitate de energie de vândut	MWh	0,00%	94	94	94	94	94
Preț achiziție energie electrică	lei/MWh	550	550	550	550	550	550
Economii de cheltuială cu energia	lei	0,00%	-215.883	-215.883	-215.883	-215.883	-215.883
Cantitatea de emisii redusă	tone CO2	0,6119	298	298	298	298	298
PARAMETRII	UM		An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Consum energetic anual pe întreaga întreprindere	MWh		459	459	459	459	459
Consumul energetic anual fabrică	MWh		459	459	459	459	459
Producție proiectată	MWh		486,9	486,9	486,9	486,9	486,9
Reducere anuală randament	%		100%	100%	100%	100%	100%
Producție efectivă minimă	MWh		487	487	487	487	487
Producție pentru autoconsum	MWh		393	393	393	393	393
Cantitate de energie de achiziționat	MWh		67	67	67	67	67
Cheltuieli cu energia electrică la fabrică	Lei		36.682	36.682	36.682	36.682	36.682
Cantitate de energie de vândut	MWh		94	94	94	94	94
Preț achiziție energie electrică	lei/MWh		550	550	550	550	550
Economii de cheltuială cu energia	lei		-215.883	-215.883	-215.883	-215.883	-215.883

Cantitatea de emisii redusă	tone CO2	298	298	298	298	298
PARAMETRII	UM	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15
Consum energetic anual pe întreaga întreprindere	MWh	459	459	459	459	459
Consumul energetic anual fabrică	MWh	459	459	459	459	459
Producție proiectată	MWh	486,9	486,9	486,9	486,9	486,9
Reducere anuală randament	%	100%	100%	100%	100%	100%
Producție efectivă minimă	MWh	487	487	487	487	487
Producție pentru autoconsum	MWh	393	393	393	393	393
Cantitate de energie de achiziționat	MWh	67	67	67	67	67
Cheltuieli cu energia electrică la fabrică	Lei	36.682	36.682	36.682	36.682	36.682
Cantitate de energie de vândut	MWh	94	94	94	94	94
Preț achiziție energie electrică	lei/MWh	550	550	550	550	550
Economii de cheltuială cu energia	lei	-215.883	-215.883	-215.883	-215.883	-215.883
Cantitatea de emisii redusă	tone CO2	298	298	298	298	298
PARAMETRII	UM	An 16	An 17	An 18	An 19	
Consum energetic anual pe întreaga întreprindere	MWh	459	459	459	459	
Consumul energetic anual fabrică	MWh	459	459	459	459	
Producție proiectată	MWh	486,9	486,9	486,9	487	
Reducere anuală randament	%	100%	100%	100%	100%	
Producție efectivă minimă	MWh	487	487	487	487	
Producție pentru autoconsum	MWh	393	393	393	393	
Cantitate de energie de achiziționat	MWh	67	67	67	67	
Cheltuieli cu energia electrică la fabrică	Lei	36.682	36.682	36.682	36.682	
Cantitate de energie de vândut	MWh	94	94	94	94	
Preț achiziție energie electrică	lei/MWh	550	550	550	550	
Economii de cheltuială cu energia	lei	-	-	-	-	
		215.883	215.883	215.883	215.883	
Cantitatea de emisii redusă	tone CO2	298	298	298	298	

Ipotezele de stabilire a prețurilor

- Conform legii energiei, furnizorul de energie va plăti prosumatorului la nivelul prețului PZU mediu lunar ponderat, pentru energia activă furnizată în luna precedentă.
- Pentru prețul de achiziția al energie active, am utilizat prețul compensat al furnizorul curent de energie.

Pentru fundamentarea prețului de vânzare, am folosit o predicție conservatoare. Am utilizat datele OPCOM pentru contracte bilaterale, de livrare, ca medie a prețurilor pentru următorii 5 ani.

An	Preț contracte bilaterale - lei
2024	365,4
2025	295,4

2026	396,4
2027	420,0
Medie multianuală	420,5

Economiile de cheltuială se calculează înmulțind cantitatea de producție destinată autoconsumului cu prețul de achiziție a energie de la furnizor.

Veniturile din producția de energie se calculează înmulțind cantitatea de energie suplimentară celei utilizate pentru autoconsum cu prețul estimat de achiziție pentru prosumator.

Situația veniturilor directe - proiect

Venituri din exploatare	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.719.534	22.880.828	22.880.823	22.880.823	22.880.823
din care, venituri din vanzarea energiei						
Energie vândută	MWh	94,36	94,36	94,36	94,36	94,36
Pret vanzare	Lei/MWh	420,5	420,5	420,5	420,5	420,5
Venituri din energie	lei	39.676	39.676	39.676	39.676	39.676
Venituri din exploatare	UM	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
din care, venituri din vanzarea energiei						
Energie vândută	MWh	94,36	94,36	94,36	94,36	94,36
Pret vanzare	Lei/MWh	420,5	420,5	420,5	420,5	420,5
Venituri din energie	lei	39.676	39.676	39.676	39.676	39.676
Venituri din exploatare	UM	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
din care, venituri din vanzarea energiei						
Energie vândută	MWh	94,36	94,36	94,36	94,36	94,36
Pret vanzare	Lei/MWh	420,5	420,5	420,5	420,5	420,5
Venituri din energie	lei	39.676	39.676	39.676	39.676	39.676
Venituri din exploatare	UM	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
din care, venituri din vanzarea energiei						
Energie vândută	MWh	94,36	94,36	94,36	94,36	94,36
Pret vanzare	Lei/MWh	420,5	420,5	420,5	420,5	420,5
Venituri din energie	lei	39.676	39.676	39.676	39.676	39.676

Costuri de exploatare - Proiect

Nu există riscuri legate de insuficiența finanțării pe perioada 2025-2045 din următoarele considerente:

a) Costurile de capital vor fi acoperite din fonduri nerambursabile și surse proprii.

b) Costurile operaționale vor fi acoperite din economiile realizate la plata utilităților, ca urmare a autoconsumului.

- Cheltuieli cu mentenanța și reparațiile (15.000 euro pe an, 74.700 lei) și cuprind:
 - Revizii ale echipamentelor, mentenanța preventivă a sistemului
 - Înlocuire cabluri sau alte elemente de conectare cu defecțiuni
 - Îndepărtarea murdăriei și a particulelor de praf de pe suprafețele sticlelor, acumularea de murdărie scade cu 20% randamentul instalației.
 - Verificarea structurii de sprijin;
 - Verificarea invertorului;
 - Analiza stadiului și integrității șirurilor;
 - Verificarea comutatoarelor CA și a dispozitivelor de protecție;
 - Inspecția sistemului de alimentare.
- Reparații capitale, înlocuiri
 - Înlocuirea a câte un invertor din anul 6, după expirarea perioadei de garanție;
 - Înlocuirea structurii metalice de susținere, începând cu anul 10, apoi 20, câte o pătrime pe an, ca urmare a pierderii stratului de protecție la rugină;
 - Înlocuire de panouri defecte după expirarea perioadei de garanție de 15 ani.

Sinteza costurilor de exploatare

Cheltuieli de exploatare	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.892.967	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	144.976	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	744.168	780.850	780.850	780.850	780.850
Cheltuieli cu personalul	lei	9.282.555	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.214.519	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de exploatare	UM	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	780.850	780.850	780.850	780.850	780.850
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	26.912	26.912	26.912	26.912	119.779

Cheltuieli de exploatare	UM	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	780.850	780.850	780.850	780.850	780.850
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	119.779	119.779	119.779	26.912	26.912
Cheltuieli de exploatare	UM	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	780.850	780.850	780.850	780.850	780.850
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730	2.282.730
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	26.912	26.912	26.912	26.912	119.779

Scenariul contrafactual este cel al activității curente fără proiect.

Sinteza veniturilor și costurilor de exploatare în scenariul contrafactual.

Ipoteze de lucru in varianta fara proiect	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Cheltuieli de exploatare						
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.892.967	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	145.824	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	744.168	996.733	996.733	996.733	996.733
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.234.435	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare						
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.828.743	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Alte venituri din exploatare	lei					
Ipoteze de lucru in varianta fara proiect	UM	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Cheltuieli de exploatare						
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	996.733	996.733	996.733	996.733	996.733
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953

Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare		0	0	0	0	0
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Alte venituri din exploatare	lei					
Ipooteze de lucru în varianta fără proiect	UM	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Cheltuieli de exploatare						
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	996.733	996.733	996.733	996.733	996.733
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare		0	0	0	0	0
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Alte venituri din exploatare	lei					
Ipooteze de lucru în varianta fara proiect	UM	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Cheltuieli de exploatare						
Cheltuieli cu materii prime și materiale	lei	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468	7.916.468
Alte cheltuieli materiale	lei	147.092	147.092	147.092	147.092	147.092
Alte cheltuieli externe (cu energie și apa)	lei	996.733	996.733	996.733	996.733	996.733
Cheltuieli cu personalul	lei	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837	9.241.837
Alte cheltuieli de exploatare	lei	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953	2.193.953
Reparații capitale, înlocuiri (neincluse în cheltuieli de investiții)	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare		0	0	0	0	0
Venituri din exploatare din activitatea de bază	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Alte venituri din exploatare	lei					

Sinteza Fluxului, Veniturilor și Costurilor incrementale

Calculul ind. de performanță financiară (/C)	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Venituri incrementale						
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.719.534	22.880.828	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Venituri din exploatare fără proiect	lei	22.828.743	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Total venituri incrementale	lei	-109.209	52.090	52.085	52.085	52.085
Cheltuieli incrementale						
Cheltuieli din exploatare cu proiect	lei	-20.279.185	-20.368.977	-20.368.977	-20.368.977	-20.368.977
Cheltuieli din exploatare fără proiect	lei	-20.259.230	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083
Total cheltuieli de exploatare incrementale	lei	-19.955	127.106	127.106	127.106	127.106
Cheltuieli de investiție cu proiect	lei	-1.964.903	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție fără proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție incrementale	lei	-1.964.903	0	0	0	0
Valoare reziduală cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală fara proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală incrementală	lei	0	0	0	0	0
Total cheltuieli incrementale	lei	-1.984.858	127.106	127.106	127.106	127.106
Fluxuri de numerar incrementale total	0	0	0	0	0	0
Fluxuri de numerar incrementale anuale	0	-2.094.067	179.196	179.191	179.191	179.191
Calculul ind. de performanță financiară (/C)	UM	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Venituri incrementale						
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Venituri din exploatare fără proiect	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Total venituri incrementale	lei	52.085	52.085	52.085	52.085	52.085
Cheltuieli incrementale						
Cheltuieli din exploatare cu proiect	lei	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.488.756
Cheltuieli din exploatare fără proiect	lei	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083
Total cheltuieli de exploatare incrementale	lei	100.194	100.194	100.194	100.194	7.327
Cheltuieli de investiție cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție fără proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție incrementale	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală fara proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală incrementală	lei	0	0	0	0	0
Total cheltuieli incrementale	lei	100.194	100.194	100.194	100.194	7.327
Fluxuri de numerar incrementale total	0	0	0	0	0	0
Fluxuri de numerar incrementale anuale	0	152.279	152.279	152.279	152.279	59.412
Calculul ind. de performanță financiară (/C)	UM	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15

Venituri incrementale						
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Venituri din exploatare fără proiect	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Total venituri incrementale	lei	52.085	52.085	52.085	52.085	52.085
Cheltuieli incrementale						
Cheltuieli din exploatare cu proiect	lei	-20.488.756	-20.488.756	-20.488.756	-20.395.889	-20.395.889
Cheltuieli din exploatare fără proiect	lei	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083
Total cheltuieli de exploatare incrementale	lei	7.327	7.327	7.327	100.194	100.194
Cheltuieli de investiție cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție fără proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție incrementale	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală fara proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală incrementală	lei	0	0	0	0	0
Total cheltuieli incrementale	lei	7.327	7.327	7.327	100.194	100.194
Fluxuri de numerar incrementale total	0	0	0	0	0	0
Fluxuri de numerar incrementale anuale	0	59.412	59.412	59.412	152.279	152.279
Calculul ind. de performanță financiară (/C)						
	UM	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Venituri incrementale						
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Venituri din exploatare fără proiect	lei	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738	22.828.738
Total venituri incrementale	lei	52.085	52.085	52.085	52.085	52.085
Cheltuieli incrementale						
Cheltuieli din exploatare cu proiect	lei	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.488.756
Cheltuieli din exploatare fără proiect	lei	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083	-20.496.083
Total cheltuieli de exploatare incrementale	lei	100.194	100.194	100.194	100.194	7.327
Cheltuieli de investiție cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție fără proiect	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli de investiție incrementale	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală fara proiect	lei	0	0	0	0	0
Valoare reziduală incrementală	lei	0	0	0	0	0
Total cheltuieli incrementale	lei	100.194	100.194	100.194	100.194	7.327
Fluxuri de numerar incrementale total	0	0	0	0	0	0
Fluxuri de numerar incrementale anuale	0	152.279	152.279	152.279	152.279	59.412

Valoare actualizată netă

$$- \text{VAN} = \sum \frac{CF_i}{(1+r)} + \frac{VR}{(1+r)} - I_0$$

Unde r = rata de actualizare (6,85%)

I_0 = Investiție inițială

CF = fluxurile de numerar anuale (diferența $V_i - C_i$)

V_i = venit obținut anual în perioada de operare

C_i = Cheltuieli anuale efectuate în perioada de operare

VR = valoarea reziduală (se ia în considerare doar dacă capitalul este lichidat în ultimul an din analiză) – nu se ia în considerare, deoarece nu mai produce venituri

n = durata de viață a investiției = 20 ani

Cu datele de mai sus rezultă: **VANF/C = -583.043,57 lei**

Rata internă de recuperare

Rata internă de recuperare (RIR) rezultă din ecuația de egalare a valorii nete actualizate cu zero.

$$- \text{VAN} = \sum \frac{CF_i}{(1 + RIR)^i} + \frac{VR}{(1 + RIR)^n} - I_0 = 0$$

Unde: I_0 = Investiție inițială =

CF = fluxurile de numerar anuale (diferență $V_i - C_i$)

VR = valoarea reziduală (se ia în considerare doar dacă capitalul este lichidat în ultimul an din analiză) – nu se ia în considerare

n = durata de viață a investiției = 20 ani

Cu datele de mai sus rezultă: **RIRF/C = 2,17%**

Detalierea calculului indicatorilor de performanță este prezentat în Anexa Analiza financiara.

5. Asigurarea viabilității (sustenabilității) financiare

Analiza sustenabilității financiare se bazează pe proiecții privind fluxul de numerar neactualizat.

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

Calculul sustenabilității în varianta cu proiect	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Fluxuri de numerar pozitive	0	0	0	0	0	0
Resurse financiare cu proiect	lei	1.964.903	0	0	0	0
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.719.534	22.880.828	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Total fluxuri de numerar pozitive	lei	24.684.437	22.880.828	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Fluxuri de numerar negative	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli de exploatare cu proiect	lei	-20.279.185	-20.368.977	-20.368.977	-20.368.977	-20.368.977
Cheltuieli de investitie cu proiect	lei	-1.964.903	0	0	0	0
Rambursarea imprumuturilor	lei	0	0	0	0	0

Cheltuieli cu dobanda	lei	-118.200	-118.200	-118.200	-118.200	-118.200
Cheltuieli cu impozit pe profit	lei	-49.671	-47.963	-47.963	-47.963	-47.963
Cheltuieli cu redevente	lei	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar negative	lei	-22.411.959	-20.535.139	-20.535.139	-20.535.139	-20.535.139
Calculul sustenabilitate	0	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar nete anuale	lei	2.272.478	2.345.688	2.345.683	2.345.683	2.345.683
Fluxuri de numerar nete cumulate	lei	2.272.478	4.618.167	6.963.850	9.309.534	11.655.217
Concluzia analizei de sustenabilitate	0	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil
Calculul sustenabilitatii in varianta cu proiect						
	UM	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Fluxuri de numerar pozitive	0	0	0	0	0	0
Resurse financiare cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Total fluxuri de numerar pozitive	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Fluxuri de numerar negative	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Cheltuieli de exploatare cu proiect	lei	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.488.756
Cheltuieli de investitie cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Rambursarea imprumuturilor	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli cu dobanda	lei	-118.200	-118.200	-118.200	-118.200	-118.200
Cheltuieli cu impozit pe profit	lei	-47.963	-47.963	-47.963	-47.963	-47.963
Cheltuieli cu redevente	lei	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar negative	lei	-20.562.051	-20.562.051	-20.562.051	-20.562.051	-20.654.918
Calculul sustenabilitate	0	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar nete anuale	lei	2.318.771	2.318.771	2.318.771	2.318.771	2.225.904
Fluxuri de numerar nete cumulate	lei	13.973.988	16.292.760	18.611.531	20.930.303	23.156.207
Concluzia analizei de sustenabilitate	0	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil
Calculul sustenabilitatii in varianta cu proiect						
	UM	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Fluxuri de numerar pozitive	0	0	0	0	0	0
Resurse financiare cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Total fluxuri de numerar pozitive	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Fluxuri de numerar negative	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli de exploatare cu proiect	lei	-20.488.756	-20.488.756	-20.488.756	-20.395.889	-20.395.889
Cheltuieli de investitie cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Rambursarea imprumuturilor	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli cu dobanda	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli cu impozit pe profit	lei	-47.963	-47.963	-53.436	-54.531	-54.531
Cheltuieli cu redevente	lei	0	0	0	0	0

Total fluxuri de numerar negative	lei	-20.536.718	-20.536.718	-20.542.192	-20.450.419	-20.450.419
Calcul sustenabilitate	0	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar nete anuale	lei	2.344.104	2.344.104	2.338.631	2.430.403	2.430.403
Fluxuri de numerar nete cumulate	lei	25.500.312	27.844.416	30.183.047	32.613.450	35.043.854
Concluzia analizei de sustenabilitate	0	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil
Calculul sustenabilitatii in varianta cu proiect						
	UM	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Fluxuri de numerar pozitive	0	0	0	0	0	0
Resurse financiare cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Venituri din exploatare cu proiect	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Total fluxuri de numerar pozitive	lei	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823	22.880.823
Fluxuri de numerar negative	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli de exploatare cu proiect	lei	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.395.889	-20.488.756
Cheltuieli de investitie cu proiect	lei	0	0	0	0	0
Rambursarea imprumuturilor	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli cu dobanda	lei	0	0	0	0	0
Cheltuieli cu impozit pe profit	lei	-54.531	-54.531	-54.531	-54.531	-54.531
Cheltuieli cu redevente	lei	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar negative	lei	-20.450.419	-20.450.419	-20.450.419	-20.450.419	-20.543.286
Calcul sustenabilitate	0	0	0	0	0	0
Total fluxuri de numerar nete anuale	lei	2.430.403	2.430.403	2.430.403	2.430.403	2.337.536
Fluxuri de numerar nete cumulate	lei	37.474.257	39.904.661	42.335.064	44.765.468	47.103.004
Concluzia analizei de sustenabilitate	0	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil	sustenabil

5.7 Analiza economică*3), inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Nu e cazul

5.8 Analiza de senzitivitate*3)

Nu e cazul

*3) 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 documentațiatehnică-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.

5.9 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

RISC	IMPACT	PROBABILITATE	RĂSPUNS
Riscuri legate de experiența beneficiarului de a gestiona implementarea proiectul	crescut	mică	La desemnarea membrilor echipei de proiect, s-a avut în vedere următoarele: (i) au făcut parte din echipa care a contribuit la identificarea necesităților și fundamentarea proiectului sau (ii) au experiența tehnică, tehnologica și financiară relevantă din perspectiva implementării. De asemenea, întreprinderea va contracta o firmă specializată în managementul proiectelor cu finanțare nerambursabilă în vederea îndrumării și sprijinirii procesul de implementare. Nu în ultimul rând, experiența anterioară a persoanelor implicate în implementarea proiectului este acoperită și constituie o garanție a implementării cu succes a proiectului. Toate aceste conduc la diminuarea riscului
Riscuri de nerealizare la termen a achizițiilor. Efectul îl poate constitui întârzierea livrării și punerii în funcțiune a echipamentelor.	mic	mică	Buna comunicare cu Finanțatorul proiectului pentru a înțelege corect cerințele. Beneficiarul va monitoriza derularea contractelor de furnizare - în planificarea activităților se vor lua în considerare și anumite marje de timp.
Întârzieri în livrarea echipamentelor	mediu	medie	Dimensionarea corectă în timp a activităților strict legate de relația cu furnizorii. Termenul de finalizare a proiectului a fost în așa fel calculat încât permite reluarea procedurii de achiziție dacă se constată neseriozitate din partea furnizorului / furnizorilor, cu timp suficient pentru livrarea echipamentelor în perioada de implementare
Întârzieri ale plăți/rambursării cheltuielilor	mare	mediu	Acest risc se elimină prin aplicarea mecanismului cererii de prefinanțare. Se poate angaja un credit punte sau propriile resurse pentru finalizarea investiției și transmiterea cererii de rambursare finală.

Riscuri tehnice si tehnologice, deteriorarea în timpul instalării si manipulării echipamentelor si bunurilor, defecte inopinate de funcționare a echipamentelor.	mic	mică	Personalul implicat în proiect va avea cunoștința și/sau experiența necesară echipamentelor. Se vor respecta normele de manipulare a echipamentelor, verificarea parametrilor de funcționare corespunzătoare, instruirea personalului angajat pentru o mentenanță corespunzătoare a echipamentelor.
--	-----	------	---

6. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)

6.1 Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

Din punct de vedere tehnic cele doua variante sunt similare ca și putere instalată. Diferență este că în cazul Scenariului B, panourile necesită o suprafață mai mare de teren fiind panouri de putere mai mică. Acest lucru duce automat la un necesar sporit de structură de susținere precum și la un număr mai mare de invertoare. Scenariul B va însemna astfel un efort investițional mai mare față de Scenariul A în condițiile aceleași puteri instalate pe cele 2 sisteme comparate.

Alegerea SCENARIULUI A pentru dezvoltarea parcului fotovoltaic reprezintă o opțiune strategică și rentabilă datorită avantajelor sale tehnice și economice semnificative.

6.2 Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

Scenariu	Avantaje	Dezavantaje
S1 recomandat	- tehnologie fotovoltaica cu eficiența cea mai ridicată - pret mai scazut (euro/W) pentru invertoare de mare putere - durată ridicată de viață; - putere instalată mai mare la aceeași suprafață; - cantități mai mici mici de cablu c.c. => pierderi mici module – invertoare; - preț total al sistemului fotovoltaic mai scăzut (euro/W).	- tehnologie fotovoltaică cu preț sensibil mai mare - numar de invertoare mai puține față de S2 => capacitate de putere mai mare pe inverter => pierderi mari de energie in caz de defect;
S2	- tehnologie fotovoltaică cu preț sensibil mai mic - monitorizare facilă pe fiecare șir.	- număr mai mare de panouri cu aproximativ 50%; - eficiență mai scăzută a modulelor fotovoltaice (peste 2%); - structura de susținere a panourilor cu aproximativ 45% mai multă => cheltuieli substanțial mai mari cu materialele și manopera; - cantități mari de cablu c.c. => pierderi mai mari module – invertoare; - preț total al sistemului fotovoltaic mai ridicat (euro/W).

Scenariu recomandat: Scenariul A

În urma investigațiilor facute în domeniul variantelor constructive și tehnologice bazate pe disponibilitatea, experiența anterioară dobândită în domeniu, sustenabilitatea și maturitatea tehnologiei, fezabilitatea financiar-economică etc, sistemul fotovoltaic propus pentru realizarea obiectivului

Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie cu puterea instalată de 399,555 kWp, în Sangeorgiu de Mureș, Str. Agricultorilor nr. 1107, se recomandă a avea următoarea componență:

- structura de montare realizată din profile de oțel protejate împotriva coroziunii care va susține două rânduri de panouri suprapuse în format “portret”, orientate către sud la o înclinare de 30 de grade față de orizontală; sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică, rezistență la intemperii, la încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă; Structura de montare asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de suprafața solului pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate;
- Panouri fotovoltaice grupate în 37 siruri a câte 8 panouri și 43 siruri a câte 9 panouri, fix cu montare la sol în format 2P, orientare spre sud, înclinare la 30 grade;
- Invertoare – 100 kW: 4 buc.;
- șirurile se vor conecta prin 4 tablouri de protecție CC la invertoare, iar acestea vor fi centralizate câte două pe o cutie de conexiuni și protecție CA, racordate la TDG prin câte un cablu aerian dimensionat corespunzător pentru puterea maximă debitată.

6.3 Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:

a obținerea și amenajarea terenului;

Nu este cazul. Sistemul de panouri fotovoltaic se va monta pe un teren aflat în proprietatea solicitantului.

b asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Sistemul fotovoltaic nu are nevoie de nici un fel de utilități pentru a funcționa. În același timp fiind vorba de amplasarea acestora direct pe teren.

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

Prezenta documentație are ca obiect realizarea unui sistem fotovoltaic pentru producerea energiei electrice, prin procesul de conversie al radiației solare existente în regiune.

Termenul fotovoltaic vine din grecescul "phos" ce înseamnă lumina și "volt", unitatea de măsură pentru potențialul electric (numit după Alessandro Volta). Fenomenul fotovoltaic este fenomenul de conversie

a luminii în electricitate, respectiv a energiei fotonilor în energie electrică. Cu alte cuvinte înseamnă conversia luminii în curent electric. Toate formele radiației solare, directă, difuză și reflectată de sol, contribuie la proces. Acest proces are loc la nivelul celulei fotovoltaice (solară) ce poate fi, în funcție de structura materialului și tehnologia de fabricare folosite, amorfă, policristalină sau monocristalină. De cele mai multe ori acest material este siliciul. Panourile solare (numite și fotovoltaice pentru a le diferenția de cele termice) constau din mai multe celule fotovoltaice, conectate electric și de obicei închise ermetic între o foaie de sticlă și una de tedlar și montate într-o ramă de aluminiu extrudat.

Panourile Foto-Voltaice (PV) sunt construite dintr-un număr de celule solare inseriate și montate sub forma de panouri pentru a fi ușor manipulate și conectate. Celulele solare conțin o (sau mai multe) joncțiune P-N construită din materiale semiconductoare dopate corespunzător și care expusă la radiația solară, în urma efectului fotovoltaic prin care fotonul absorbit scoate un electron din banda energetică de valență (starea legată cristalină) și-l promovează în banda energetică de conducție creând o pereche electron-gol și o diferență de potențial, devine o sursă de energie electrică cu o tensiune de $\sim 0.55V$ și un curent care depinde de suprafața joncțiunii (celulei solare) și alți factori. Curentul produs scade cu creșterea temperaturii și crește cu iradianța și suprafața celulei fotovoltaice (mai mulți fotoni produc mai multe perechi electron-gol).

Puterile instalate ale panourilor fotovoltaice variază în funcție de aplicație și pot fi de la câțiva mW (folosite la ceasuri de mână, calculatoare de buzunar etc...) până la cca. 550W sau mai mult. Energia electrică produsă este sub forma de curent continuu și pentru un panou fotovoltaic anume ea variază în funcție de iradianța solară (cantitatea de energie solară absorbită de unitatea de suprafață de panou în unitatea de timp), temperatura celulelor, vechime etc. Mai multe module solare împreună cu alte componente (cabluri de conectare pentru curent continuu, cutii de interconectare, invertoare, cabluri de conectare de curent alternativ) pot forma un sistem fotovoltaic.

Tehnologia bazată pe siliciu cristalin (mono sau poli) este preferată în general deoarece este una matură, oferă module cu eficiențe relativ mari, prețuri de achiziție medii-scazute și garanții de productivitate de 80% din valoarea nominală la 25 ani de folosire. Modulele bazate pe aceasta tehnologie, cu puteri nominale de cca 300W-585 W, sunt o variantă populară printre fabricanții din domeniu.

Varianța aleasă propune panouri cu puterea nominală de 585W.

Orientarea panourilor fotovoltaice este importantă și în general trebuie să fie orientate către sud (în emisfera nordică), înclinate la un unghi ușor mai mic decât latitudinea locației. În cadrul evaluării detaliate a potențialului energetic solarelectric realizată s-a optat pentru o orientare către sud (azimuth 0°) și o înclinare de 30° . Panourile fotovoltaice pot fi instalate pe un sistem de stâlpi, bărne orizontale și verticale formând un stelaj sau pe alta structură metalică de susținere și orientare cu ajutorul unor cleme pentru fixarea modulelor. Aceasta structură va fi livrată de furnizori specializați.

Rezistența mecanică statică/dinamică: structura trebuie să reziste la greutatea panourilor și a eforturilor suplimentare cauzate de fenomenele meteorologice (ploaie, vânt, zăpadă,..) precum și de posibilitatea apariției de eforturi solicitante neprevăzute cauzate de cutremure. Structurile modulare oferă libertate dimensională de proiectare. O serie de astfel de structuri constituie un modul generator.

O altă componentă importantă a sistemului fotovoltaic o reprezintă invertorul ce transformă energia electrică produsă de generator din curent continuu în curent alternativ, o condiționează și pregătește calitativ pentru livrarea în sistemul energetic național (SEN). Piața internațională de invertoare oferă o varietate de produse care în marea lor majoritate sunt destinate utilizatorilor casnici și nu se pretează la condițiile și dimensiunile instalației avute în vedere aici. Fabricanții de invertoare de mare putere, comerciale, cu experiență de îndelungată și produse ce și-au dovedit deja fiabilitatea, calitatea, siguranța în folosire etc, sunt incomparabil mai puțini. Invertoarele disponibile pe piață, au dimensiuni relativ fixe (de ex. 10, 30, 40, 50, 100, 200, 250, kW). În varianta constructivă aleasă, invertoarele au o capacitate nominală de 100 Kw. Puterea instalată a sistemului este de circa 0,4 Mwp în invertoare și 399,555 kWp în panouri.

Caracteristicile tehnice ale capacității de producție:

- Puterea maximă instalată: 399,555 kWp;
- Tensiunea nominală de ieșire: 0,4 kV;
- Panouri fotovoltaice grupate în 37 siruri a câte 8 panouri și 43 siruri a câte 9 panouri, fix cu montare la sol în format 2P, orientare spre sud, înclinare la 30 grade;
- Invertoare – 100 kW: 4 buc.;
- Tablouri de protecție CC la invertoare: 4 buc
- Cutie de conexiuni ,i protecție CA, racordate la TDG: 2 buc.

Caracteristici tehnice panouri fotovoltaice	
puterea nominală minimă [Wp]	585 Wp (toleranța pozitivă)
eficiență panou	Minimum 20% monocristalin
grad protecție	minimum IP65
rezistență factori externi	în conformitate cu standardul IEC 61215
interval de temperatură funcționare	-40°C~+80°C
NOCT	maximum 45°C+/-2°C
tensiunea la putere maximă a modului UM [V]	≥ 30V
standarde minime obligatorii pentru module	SR EN 61215 și SR EN 61730
garanție panou	minimum 10 ani pentru fiecare modul și garanție de productivitate 25 de ani
garanție eficiență	peste 90% în 10 ani și peste 80% în 25 de ani

condiții de măsură	(Standard Test Conditions – STC)
	masă aer AM = 1,5
	radiație solară E = 1.000 W/m ²
	temperatura celulei TC = 25 °C

Caracteristici tehnice invertoare	
putere minimă ieșire	100 kW
ieșire	400 Vac, 50 Hz
eficiență europeană	minimum 97%
interval de temperatură funcționare	-25°C~+60°C
certificări conform interval de temperatură funcționare	în conformitate cu standardul IEC 61215 -40°C~+80°C
certificări conform	SR EN 62109, SR EN 61000, SR EN 50438, IEC 62109, IEC 6100, IEC 50438, EN 50178, EN 50438, CEI 016, CEI 021, IEC 61727
garanție invertor	minimum 10 ani pentru fiecare modul și garanție de productivitate 25 de ani
garanție eficiență	minimum 5 ani
Alte cerințe tehnice	cele prevăzute în Ordinele ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020

Sistemul fotovoltaic propus pentru realizarea obiectivului **Instalare sistem fotovoltaic nou pentru producere energie** cu puterea instalată de 399,555 kWp, în Sangeorgiu de Mures, Str. Agricultorilor nr. 1107, se recomandă a avea următoarea componență:

- structura de montare realizată din profile de oțel protejate împotriva coroziunii care va susține două rânduri de panouri suprapuse în format “portret”, orientate către sud la o înclinare de 30 de grade față de orizontală; sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică, rezistență la intemperii, la încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă; Structura de montare asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de suprafața solului pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate;
- 683 panouri fotovoltaice Si monocristalin de putere 585Wp fiecare, cu o eficiență mai mare de 20%, conectate în 37 siruri a câte 8 panouri și 43 siruri a câte 9 panouri, legate în serie;
- 4 invertore de putere 100kW cu 10 MPPT, fiecare cu două intrări, și eficiență mai mare decât 97%;

- șirurile se vor conecta prin 4 tablouri de protecție CC la invertoare, iar acestea vor fi centralizate câte două pe o cutie de conexiuni și protecție CA, racordate la TDG prin câte un cablu aerian dimensionat corespunzător pentru puterea maximă debitată.

Principalele lucrări pentru investiția de bază

Se va realiza o instalație de legare la pământ

În cadrul Centralei Electrice Fotovoltaice se utilizează două scheme de legare la pământ:

- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune alternativă, schema TN-C-S.
- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune continuă, schema IT.

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

Se va realiza o instalație de protecție la trăsnet

- Instalația exterioară de protecție împotriva trăsnetului (IPT).
- Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS).

Se va realiza o instalație electrică de curenți slabi

- Monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate se va asigura prin intermediul unei instalații electrice de curenți slabi.
- Instalația electrică de curenți slabi cuprinde cablurile de date și echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate și sistemului de comandă și control al invertoarelor de putere instalate.

d probe tehnologice și teste.

Testele vor fi realizate de către societatea care va realiza și instalarea sistemului de panouri fotovoltaice. În același timp sistemul va fi monitorizat pe toată perioada de funcționare de către o persoană desemnată pentru această activitate, din rândul angajaților solicitantului.

Atât în timpul lucrărilor cat si la finalizarea acestora se va avea în vedere verificarea funcționarii sistemului fotovoltaic, măsurători ale parametrilor specificați, probe specifice punerii în funcțiune ale panourilor fotovoltaice si a invertoarelor, rapoarte furnizate de software cu privire la parametrii funcționali.

6.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

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

Capitole	Lei	Euro
Valoarea totală a cheltuielii (fără TVA)	1.655.861,74	333.285,38
Valoarea totală a cheltuielii (cu TVA)	1.968.789,87	396.270,33
Din care construcții-montaj (cu TVA)	502.724,32	101.186,39
TVA	312.928,13	62.984,95

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

- Indicatorul I.1 Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 0,399555 MWp
- Indicatorul I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: 297,92 Echivalent tone de CO₂/an
- Indicatorul I.3 Producția medie de energie din surse regenerabile: 486,87 MWh/an
- Indicatorul I.4 Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință: 9.737,40 MWh
- Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu: 80,62%
- Indicatorul I.6 Factorul de capacitate al centralei: 13,91%

c indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Indicator	U.M.	Valoare
Economii la cheltuielile cu energia	Lei/Media anuală	90.284
Venituri din energia suplimentară livrată	Lei/Media anuală	58.457
Producție de energie din surse alternative - fotovoltaice	MWh/An Media anuală	456
Reducerea gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO ₂ /Media anuală estimată	281,47
	Echivalent tone de CO ₂ /20 ani	5.629

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

Durata de realizare a investiției este de 8 luni de zile, respectiv noiembrie 2025- iunie 2026.

Denumire activitate	Perioada de execuție Luni calendaristice
---------------------	---

	1	2	3	4	5	6	7	8
Proiectare faza PT+ DDE								
Obținere avize/ autorizații								
Predare amplasament								
Montarea panourilor fotovoltaice								
Instalarea echipamentelor								
Racordare la rețea								
Punere în funcțiune și recepție finală								

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

Soluția prezentată în studiul de fezabilitate a fost întocmită cu respectarea următoarelor reglementări specifice:

- **Ghid Specific - Anexă la Ordinul ministrului energiei nr. 282/30.03.2022-** Planul Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie Măsură de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile
- **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 220/2008** pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare,
- Regulamentul de modificare, suspendare, întrerupere și retragere a acreditării acordate centralelor electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, precum și de stabilire adrepturilor și obligațiilor producătorilor de energie electrică acreditați, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 179/2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2015, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare;
- Metodologia de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 157/2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Procedura de facturare a certificatelor verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 187/2018;
- Reguli de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2021;

- Regulamentul privind funcționarea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 160/2019, cu modificările ulterioare;
- Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 114/2013, cu modificările și completările ulterioare.
- **Ordin ANRE nr 52/2021** - Metodologia de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie
- **Legea nr. 10/1995**, republicată, privind calitatea în construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 50/1991**, republicată, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- **Ordin MDRL nr. 839/2009** pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- **HGR nr. 907/2016** privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- **HGR nr. 273/1994** privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 350/2000** privind amenajarea teritoriului și urbanismul, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 98/2016** privind achizițiile publice, cu modificările și completările ulterioare;
- **HGR Nr. 395/2016** pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului de achiziție publică/acordului-cadru din Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice, cu modificările și completările ulterioare, altele, inclusiv Directivele europene și Regulamentele Parlamentului European în domeniul achizițiilor publice, proiectării și construcțiilor;
- **Ordin ANRE nr. 45/2016** privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice;
- **HG nr. 90/2008** pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- **Legea nr. 307/2006** Legea privind apărarea împotriva incendiilor;
- **Legea nr. 319/2006** Legea a securității și sănătății în muncă;
- **HG nr. 1091/2006** privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;

- **PE 116/94** Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- **I7-2011** Proiectarea și executarea instalațiilor electrice interioare;
- **PE- 009/93** Normativ de prevenire și stingere a incendiilor pentru ramura energiei electrice și termice;
- **1-RE-IP-30-2004** Îndreptar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- **P 118/1-2016** Normativ de securitate la incendiu a construcțiilor;
- **NTE 007/08/00** Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- **NP 086 – 05** Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de stingere a incendiilor.

6.6 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.

- Fonduri din bugetul Planului Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie Măsură de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile
- Fonduri proprii beneficiar - cofinanțare

6.7 Urbanism, acorduri și avize conforme

a Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Certificat de urbanism, obținut și atașat acestei cereri de finanțare (nr. 66/31.05.2024)

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

Extras CF nr. **50980** din **16.07.2024**- atașat la documentație

Extras CF nr. **51231** din **16.07.2024**- atașat la documentație

c 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

Notificarea la APM Mures înregistrată cu nr. 7505/08.01.2024 – anexată la documentație.

d Avize conforme privind asigurarea utilităților

Aviz tehnic de racordare nr. **7030240200751/data 08.02.2024**– anexat la documentație, care va fi actualizat cu soluție

e Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară este anexat acestei cereri de finanțare.

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

Nu este cazul

7. Implementarea investiției

7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

TOP ELECTRO S.R.L. – CUI 1205349; J26/80/92

Str. Agricultorilor nr. 1107, localitatea Sângeorgiu de Mureș, jud. Mureș

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

Proiectul a fost planificat pornind de la activitățile ale proiectului, respectiv instalare, testare și exploatare a sistemului fotovoltaic. Graficul estimat al proiectului se regăsește în prezenta lucrare (Grafic Gantt Proiect).

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

Desfășurarea activităților specifice propuse în cadrul proiectului vor fi realizate cu ajutorul personalului calificat existent în organigrama societății. Astfel vor fi asigurate condițiile optime de desfășurare a activităților specific prevăzute. Întreținerea obiectivului presupune exploatarea în condiții optime a sistemului și curățarea periodică a panourilor de praful depus pe acestea cu apă simplă. Urmărirea comportării în exploatare a sistemului se va face pe toată durata de existență a acestuia și cuprinde ansamblul de activități prin examinarea directă sau investigarea cu mijloace de observare și măsurare specifice în scopul menținerii cerințelor.

Obiectivul urmăririi comportării în exploatare este reprezentat de evaluarea stării tehnice a sistemului fotovoltaic, precum și menținerea optimă în exploatare pe toată durata de folosință a acestuia.

8. Concluzii și recomandări

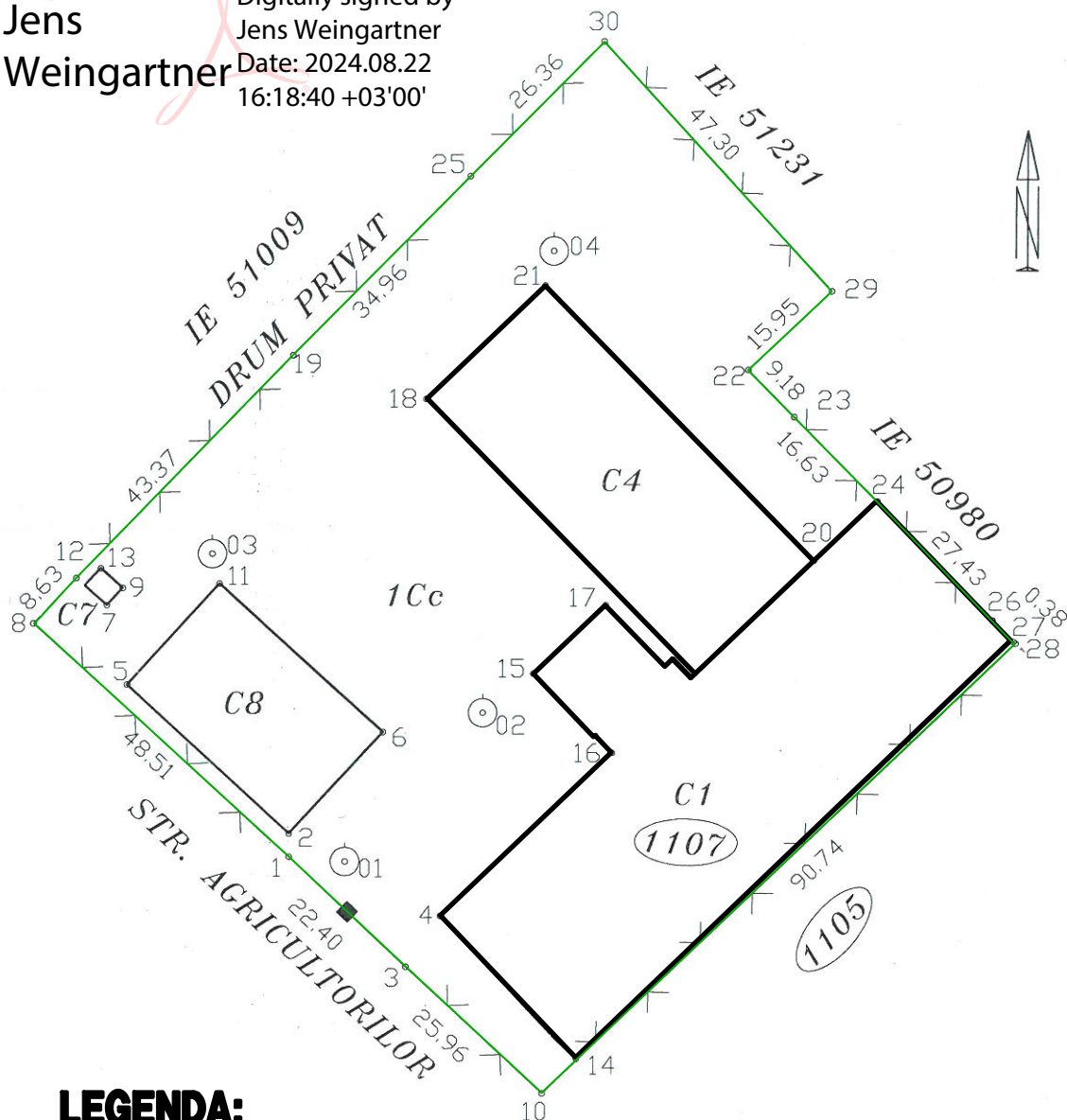
Elaborarea prezentului studiu a urmărit conținutul cadru al studiului de fezabilitate, conform Anexei 4 a Hotărârii de Guvern Nr. 907/2016 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Proiectul este fezabil atât din punct de vedere financiar (în condițiile obținerii unui ajutor de stat sub forma unei subvenții pentru investiții), cât și din punct de vedere economic și tehnic.

Data:	Proiectant*4),
22.08.2024	Ing. Pinte Petre
	PROEXCON IMPEX S.R.L

Jens
Weingartner

Digitally signed by
Jens Weingartner
Date: 2024.08.22
16:18:40 +03'00'



LEGENDA:



- Constructii existente:

⊙C7- Post de transformare

⊙C8- Hala de productie si birouri



- Constructii propuse pentru recompartimentari
interioare si modificari aspect exterior:

⊙C1- Atelier si birouri

⊙C4- Hala metalica pentru productie cabluri electrice



- Limita de proprietate.

NOTA:

- Categoria de importanta a constructiilor conform HGR 766/1997 este:

"C" - constructii de importanta normala.

Gradul de rezistenta la foc II.



VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNTURA	CERINTA	REFERAT/EXPERTIZA NR./DATA
S.C. PROEXCON IMPEX S.R.L. TG. - MURES aut. J26 / 330 / 1999				Beneficiar: S.C. TOP ELECTRO S.R.L. str. Agricultorilor nr.1107 loc. SÂNGEORGII DE MURES
SPECIFICATIE	NUME	SEMNTURA	Scara: 1:1000	Proiect: 485/2021
sef proiect	ing. Pinte P.			Faza: D.T.A.C.
proiectat	arh. Markovics A.		Data: 2021	Titlu proiect: RECOMPARTIMENTARI INTERIOARE LA CLADIRILE C1 SI C4 str. Agricultorilor nr.1107 loc. SÂNGEORGII DE MURES
redactat	teh. Birsan M.			Titlu plansa: PLAN DE SITUATIE Plansa nr.: A 01



**Distribuție Energie
Electrică România**
Sucursala Mures

Distribuție Energie Electrică România Sucursala Mures
str. Călarășilor, Nr.103, 540320, Targu Mures, Jud. Mures

Tel: +40 265 205 703

Fax: +40265 205704

office.mures@distributie-
energie.ro

C.I.F. DEER/C.U.I. Suc. RO 14476722 / 14516614

R.C. DEER/Suc. J2002000352121 / J2002000201269

www.distributie-energie.ro

POD: 594020300002359631

AVIZ TEHNIC DE RACORDARE nr. 7030251103182/data 24.11.2025

**PENTRU LOCUL DE CONSUM SI PRODUCERE CU
INSTALATIE DE STOCARE**

Nr 7030251103182 din 24.11.2025

Ca urmare a cererii înregistrate cu nr. **7030251103182** din data **11.11.2025**, având ca scop **Spor de putere** adresată de **TOP ELECTRO SRL**, pentru **FABRICA SI CEF CU STOCARE** ce aparține **utilizatorului TOP ELECTRO SRL** cu sediul în județul **MURES, COMUNA SANGEORGIU DE MURES**, sat **SANGEORGIU DE MURES**, cod poștal **547530**, strada **AGRICULTORILOR**, nr. **10**, telefon **0760327531**, email **RAMONA.OANA@REDATRONIC.RO**, și a analizării documentației anexate acesteia, depusă complet la data **21.11.2025**,

în conformitate cu prevederile Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumit în continuare Regulament, se

**APROBĂ RACORDAREA LA REȚEAUA ELECTRICĂ
A locului de consum și de producere
FABRICA SI CEF CU STOCARE**

amplasat(ă) în județul **Mures**, - **SANGEORGIU DE MURES**, sat -, cod poștal **547530**, strada **AGRICULTORILOR**, nr. **1107**, bloc -, scara -, ap. -, nr. cadastral -, în condițiile menționate în continuare.

1. Datele energetice ale locului de producere:

a) Generatoare asincrone și sincrone:

Nr. crt.	Nr. UG	Tipul UG (de exemplu, As, S)	Tip UG (T, H, E)	Un/UG (V)	Pn UG (kW)	Sn UG (kVA)	Pi total (kW)	U (kV)	Pmax produsă de UG (kW)	Pmin produsă de UG (kW)	Qmax (kVar)	Qmin (kVar)	Sevac (kVA)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1		AS												
2		S												
TOTAL:					0,000	0,000	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

NOTĂ: UG = unitate generatoare; As = asincron; S = sincron; T = termo; H = hidro; E = eolian; Un/UG = tensiune nominală la borne; U = tensiunea în punctul de racordare; Pn = putere activă nominală; Sn = putere aparentă nominală; Pi = putere activă



instalată; Pmax = putere activă maximă; Pmin = putere activă minimă; Qmax = putere reactivă maximă evacuată de UG la Pmax; Qmin = putere reactivă minimă absorbită de UG la Pmax; Sevac = puterea aparentă aprobată pentru evacuare în rețea.

Mijloace de compensare a puterii reactive:

Nr. crt.	Tip echipament de compensare	Qn (kVAR)	Qmin (kVAR)	Qmax (kVAR)	Nr. trepte*	Observații
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						

* Se completează dacă tipul de echipament de compensare utilizat are reglaj în trepte.

b) Module generatoare de tip fotovoltaic:

Nr. crt.	Nr. panouri	Tip panou	Pi panou (c.c.) (kW)	Pi total panouri (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii de acumulare*) (Ah)	Pi total panouri pe 1 inverter (c.c.) (kW)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	683	LONGI 585W	0,585	399,555	399,555	0,00	399,555	
2				0,000				
3				0,000				
4				0,000				
5				0,000				
TOTAL:			0,585	399,555	399,555	0,00	399,555	

*) Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumulare.

Panou = panou fotovoltaic; Pi = putere activă instalată c.c. = curent continuu; Pmax = putere activă maximă.

Invertoare:

Nr. crt.	Nr. invertoare	Tipul invertoarelor	Un inverter (c.a.) (kV)	Pi inverter (c.a.) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah)	Pmax inverter (c.a.) (kW)	Pmax centrală formată din module generatoare (kW)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	4	SIGEN100KW	0,4	100,000	314,00	400,000	399,555	2*SIGENSTACK 2*48kWh =96kWh/2*157Ah=314Ah Injectie putere limitata la



								380 kW
2						0,000		
3						0,000		
4						0,000		
5						0,000		
TOTAL:			100,000	314,00	400,000	399,555		

* Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumuloare/sisteme de stocare.

NOTĂ: Un = tensiune nominală; Pi = putere activă instalată; Pmax = putere activă maximă; c. a. = curent alternativ.

c) Sistem HVDC pentru MGCCC:

Nr. crt.	Un c.a.* (kV)	Un c.c. (kV)	Un c.a./fază (kV)	Pmax abs (kW)	Pmax evac (kW)	Qmax abs (kVAr)	Qmax evac (kVAr)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1								

* Un c.a. reprezintă tensiunea nominală în punctul de racordare.

NOTĂ: Un = tensiune nominală; c.c. = curent continuu; c. a. = curent alternativ; Pmax abs = putere activă maximă absorbită; Pmax evac = putere activă maximă evacuată; Qmax abs = puterea reactivă maximă absorbită; Qmax evac = puterea reactivă maximă evacuată.

d) Instalatie de stocare:

Tabelul 1

Nr. crt.	Tip IS*	Pi IS (kW)	Pmax evac IS (kW)	Pmax abs IS (kW)	Capacitate max totală stocată de IS (Ah)	Observații
1	2	3	4	5	6	7
1	SIGENSTACK	96,000	96,000	96,000	314,00	

* Instalație de stocare de tip electric (baterie Li-Ion), termic, cinetic.

Tabelul 2

Nr. crt.	Nr. de elemente de stocare	Pi/element de stocare (kW)	Capacitatea max/element de stocare (Ah)	Qmax evac în reg de încărcare** (kVAr)	Qmax abs în reg de încărcare** (kVAr)	Qmax evac în reg de descărcare*** (kVAr)	Qmax abs în reg de descărcare*** (kVAr)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2	48,000						

** Regim de încărcare = regim de absorbție de putere activă din rețea.

*** Regim de descărcare = regim de evacuare de putere activă în rețea.

NOTĂ: IS = instalație de stocare; Pi IS = putere activă instalată totală a instalației de stocare (valoarea maximă între puterea momentană de încărcare și de descărcare); Pi/element de stocare = putere activă instalată pe element de stocare; Pmax evac IS = putere activă maximă evacuată în rețea; Pmax abs IS = putere activă maximă absorbită din rețea; Capacitate max/element de stocare = capacitatea maximă pe element de stocare; Capacitate max totală stocată de IS = capacitatea maximă totală stocată de instalația de stocare; Qmax evac/abs în reg de încărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de încărcare; Qmax evac/abs în reg de descărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de descărcare.



-servicii interne (indiferent de sursa si calea de alimentare):

Puterea instalată 0,020 kW

Puterea maximă absorbită 0,020kW

2. Puterea aprobată:

		Situația existentă în momentul emiterii avizului	Evoluția puterii aprobate				
			Etapa I, valabilă de la data	Etapa a II-a, valabilă de la data	Etapa a III-a, valabilă de la data	Etapa a IV-a, valabilă de la data	Etapa finală, valabilă de la data
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată	(kW)	0,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000
	(kVA)	0,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată fără realizarea lucrărilor de întărire	(kW)						
	(kVA)						
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată în situațiile de limitare operațională	(kW)						
	(kVA)						
Puterea maximă simultană ce poate fi absorbită din rețea	(kW)	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000	380,000
	(kVA)	422,222	422,222	422,222	422,222	422,222	422,222

3. Descrierea succintă a soluției de racordare corelată cu evoluția puterii aprobate, stabilită prin fișa de soluție nr. **7030251103182/21.11.2025** sau studiul de soluție nr. / avizat CTA DEER cu documentul nr. / :

- Punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune **20 kV, la LEA 20 kV Livezeni – Sg. de Mures, LEA 20 KV LIVEZENI-SG DE MURES 7D27031, - kV, - kVA**
- Instalația de racordare existentă în momentul emiterii avizului: **PT 348 Sg. de Mures – 20/0,4 kV – 630 kVA, racordat la LEA 20 kV Livezeni – Sg. de Mures.**
Măsurarea energiei electrice este realizată la joasă tensiune cu contor trifazat electronic în montaj semidirect prin 3 TC 600/5 A, montate pe barele TDRI-ului.
- Lucrări pentru realizarea instalației de racordare: **Nu sunt necesare lucrări în regim de tarif de racordare.**



**Măsurarea energiei electrice se va realiza la joasa tensiune cu contor trifazat electronic dublu sens in
montaj semidirect prin 3 TC 600/5 A.**

c') Lucrari pentru realizarea instalatiei de utilizare: -

d) Lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform următoarelor categorii:

i. Lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusive pentru locul de producere/locul de consum și de producere în cauza: -

ii. Lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de producere / de consum și de producere:

e) Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune **400 V**

f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin **Contor trifazat electronic dublu sens in montaj semidirect prin 3 TC 600/5 A.**

g) Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune **20 kV**, la **Bornele de iesire din separatorul de racord al PT 348 Sg. de Mures**

g¹) punctul de interfață (punctul de racordare a instalațiilor de producere a energiei electrice la instalația de utilizare a locului de consum și de producere) este stabilit la nivelul de tensiune **0.4 kV**, la/în/pe **Racordare CEF la TDG**;

h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune **20 kV** la/în/pe **LEA 20 kV Livezeni – Sg. de Mures.**

4. (1) Cerințe pentru protecțiile și automatizările la:

a) punctul de racordare: **Se vor corela protecțiile din instalațiile de utilizare cu cele ale Operatorului de distribuție; Se vor respecta normele tehnice în vigoare și Ordinele ANRE.**

b) punctul de delimitare a instalațiilor: **Se vor corela protecțiile din instalațiile de utilizare cu cele ale Operatorului de distribuție; Se vor respecta normele tehnice în vigoare și Ordinele ANRE.**

c) punctul de interfață din rețeaua utilizatorului: **Se vor respecta prevederile Ordinilor ANRE și normele tehnice în vigoare** Conectarea CEF la TDG al utilizatorului se va realiza prin intrerupator automat comandat de protecția externă, în care sunt active protecțiile conform prevederilor Ordinilor ANRE și normelor tehnice în vigoare.

(2) Alte cerințe, nominalizate (precizate numai dacă sunt aplicabile, conform reglementărilor tehnice în vigoare):

a) de monitorizare și reglaj: **Se vor respecta prevederile Ordinilor ANRE și normele tehnice în vigoare.**

b) interfețele sistemelor de monitorizare, comandă, achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații **Se va monta contor electric dublu sens pentru măsurarea energiei electrice consumate și produse, livrată în rețeaua OD, integrat în sistemul de telegestiune al OD.**

c) pentru principalele echipamente de măsurare, protecție, control și automatizare din instalațiile utilizatorului, inclusiv din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice: **Se vor respecta prevederile ordinilor ANRE cu privire la montarea de grupuri de măsurare a energiei electrice pentru măsurarea în totalitatea energiei electrice produse - contor trifazat electronic in montaj semidirect prin 3 TC 600/5 A, clasa 0,5, Ir = 630A.**

Se vor respecta prevederile ordinilor ANRE cu privire la racordarea CEF la instalația de utilizare (protecții).

Toate elementele instalațiilor electrice de utilizare / producere a energiei electrice vor respecta schema de conectare TN-S și vor fi legate la priza de pamant a utilizatorului.

Se va întocmi Convenție de exploatare între Prosumator și Operatorul de distribuție.

Se va eticheta BMP-ul și contorul cu eticheta AUTOPRODUCATOR.

d) viteza de variație a frecvenței și intervalul de timp în care unitatea generatoare are capacitatea de a rămâne conectată la rețea: **Se vor respecta prevederile Ordinilor ANRE și normele tehnice în vigoare;**



- e) pentru sistemele HVDC: ;
- f) pentru instalațiile de stocare: **Se vor respecta prevederile Ordinelor ANRE si normele tehnice in vigoare. Din instalatiile de stocare nu se va injecta energie electrica in rețeaua operatorului de distributie. Instalatiile de stocare a energiei electrice nu se incarca din rețeaua operatorului de distributie. .**
- g) limitări operaționale:
 - i. descrierea tuturor situatiilor prevazute in studiul de solutie, care conduc la limitarea puterii evacuate;
 - ii. conditiile de limitare operationala a puterii evacuate (locul de amplasare a echipamentului, protectii si automatizari, scheme, etc):

(3) Condiții specifice pentru racordare Conform Standard de performanta

(4) Probe/teste necesare pentru verificarea performanțelor tehnice ale centralei electrice de la locul de producere/ locul de consum și de producere din punctul de vedere al conformității tehnice cu cerințele normelor și codurilor tehnice: Se vor respecta prevederile Ordinelor ANRE si normele tehnice in vigoare.

(5) Cerințe privind racordarea în condiții de limitare a puterii evacuate la valoarea prevăzută în tabelul de la pct. 2 pentru puterea maximă simultană ce poate fi evacuată în situațiile de limitare operațională^{^1}):

a) descrierea tuturor situațiilor prevăzute în studiul de soluție, care conduc la limitarea puterii evacuate (contingentele care, atunci când au ca efect apariția de suprasarcini în rețea și, în consecință, imposibilitatea elementelor rețelei rămase în funcțiune și a rețelei în ansamblul ei de a funcționa timp nelimitat în aceste condiții conduc la necesitatea limitării operaționale a puterii evacuate), prezentate în anexă la prezentul aviz;

b) condiții de limitare operațională a puterii evacuate (locul de amplasare a echipamentului, protecții și automatizări, scheme etc.).

^{^1}) Se completează în situația în care prin studiul de soluție avizat de operatorul de rețea a fost stabilită o soluție de racordare a locului de producere/locului de consum și de producere cu limitarea operațională a puterii aprobate ce poate fi evacuată în rețea sau, după caz, au fost stabilite mai multe soluții dintre care utilizatorul a optat pentru soluția cu limitarea operațională a puterii aprobate ce poate fi evacuată în rețea.

5. Datele înregistrate care necesită verificarea în timpul funcționării

6. Centralele, unitățile generatoare și/sau instalațiile de stocare și/sau sistemele HVDC, după caz, trebuie să respecte cerințele tehnice de proiectare, racordare și de funcționare prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.

7.(1) În conformitate cu prevederile Regulamentului, pentru realizarea racordării la rețeaua electrica, utilizatorul incheie contractul de racordare cu operatorul de rețea și achită acestuia tariful de racordare reglementat.

(2) Pentru încheierea contractului de racordare, utilizatorul anexează cererii depuse la operatorul de rețea următoarele documente prevăzute de Regulament:

8. Valoarea componentei tarifului de racordare $T=TR+TU+TI$, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare este de 544,50 lei inclusiv TVA, explicitată în fișa de calcul anexată sau, după caz, în deviz.

(1) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzătoare realizării instalației de racordare **TR**, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare este de **0,00 lei** , inclusiv TVA, explicitată în fișa de calcul anexată sau, după caz, în deviz, astfel:

- componenta corespunzătoare proiectării instalației de racordare: (SF, PTE, DTAC): **0,00 lei** (faza SF) + **0,00 lei** (faza PTE) + **0,00 lei** (faza DTAC) + **0 lei** (faza DE), inclusiv TVA;

- componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare: **0,00 lei** (utilaj) + **0,00 lei** (C+M), inclusiv TVA + **0 lei** (Integrare SCADA) + **0 lei** (grup masura);

- valorile estimate ale componentelor conexe realizării instalației de racordare, respectiv ale taxelor legale conform Legii nr.50/1991 actualizată, Legii 10/1995, cu modificările și completările ulterioare, respectiv Legii nr.227/2015: refaceri pavaje **0,00 lei**+ subtraversări **0,00 lei** + **0 lei** (Integrare SCADA) + **0 lei** (grup masura);

(2) Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații **TU**, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare, este **544,50 lei**, inclusiv TVA.

(3) Valoarea costurilor de realizare a lucrărilor de întărire **TI**, stabilită conform reglementărilor în vigoare



este: **0,00** lei, inclusiv TVA, rezultata din urmatoarele componente: **0,00** lei (faza SF-Ti) + **0,00** lei (faza PTE-Ti) + **0,00** lei (faza DTAC-Ti).

- lucrari efective intarire: **0,00** lei (utilaj-Ti) + **0,00** lei (C+M-Ti) + **0,00** lei (Integrare SCADA-Ti) (conform Ordin ANRE 11/2014);

- cota ITC(ISC) = $0,1 \% \times (CM + SCADA) = 0,00$ lei (conform Legii nr.50/1991 art.30, completata si modificata de Ordinul nr. 839/2009, art.70, alin.1);

- cota ISC = $0,5 \% \times (CM + SCADA) = 0,00$ lei (conform Legii nr.10/1995 art.40 si Ordinului nr. 839/2009, art.70, alin.2);

- taxa AC = $1 \% \times (CM + SCADA) = 0,00$ lei (conform Legii nr.227/2015 art.474, alin.(6)).

(4) Valoarea taxelor ce se achita suplimentar de catre utilizator necesare autorizatiilor si avizelor: cota ITC(ISC) $0,1 \% = 0,00$ lei; cota ISC $0,5 \% = 0,00$ lei; taxa AC $1 \% = 0,00$ lei; dirigenție santier $2 \% = 0,00$ lei.

(5) Valoarea costurilor pentru achiziția și montarea grupului de măsurare a energiei electrice sau, după caz, a blocului de măsură și protecție, complet echipat, cu excepția contorului de măsurare a energiei electrice, care sunt suportate de către utilizatori, conform prevederilor art. 44 alin. (2⁴) din Regulament, este lei, la care se adaugă TVA.

(6) Valoarea menționată pentru tariful de racordare se actualizează la încheierea contractului de racordare, dacă tarifele aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, pe baza cărora a fost stabilit, au fost modificate prin Ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Actualizarea în acest caz se face în condițiile stabilite prin Ordinul de aprobare a noilor tarife.

(7) Dacă tariful de racordare a fost stabilit integral sau parțial pe bază de deviz general, acesta se actualizează la încheierea contractului de racordare în funcție de prețurile echipamentelor și/sau ale materialelor în vigoare la data încheierii contractului de racordare.

9.(1) Odată cu tariful de racordare, utilizatorul va plăti operatorului de rețea sau primului utilizator, după caz, conform prevederilor Regulamentului și ale contractului de racordare, suma de - lei, stabilită în fișa de calcul anexată, drept compensație bănească.

(2) Utilizatorul va primi o compensație bănească, dacă la instalația de racordare prevăzută la punctul 3 vor fi racordați și alți utilizatori, în condițiile și la termenele prevăzute în reglementările în vigoare.

(3) Restituirea de către utilizator a costurilor lucrărilor din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) suportate de către un prim utilizator, respectiv de către utilizatori ale căror instalații de utilizare au fost puse sub tensiune înaintea instalațiilor de utilizare proprii ale utilizatorului se realizează prin intermediul operatorului de rețea, în conformitate cu prevederile Regulamentului și ale contractului de racordare.

(4) Utilizatorul care optează, conform prevederilor pct. 11 alin. (5) lit. e), pentru achitarea costurilor care revin celorlalți utilizatori pentru aceleași lucrări din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) este îndreptățit să primească costurile respective prin intermediul operatorului de rețea, în conformitate cu prevederile Regulamentului și ale contractului de racordare.

10.(1) În situația prevăzută la art. 31 din Regulament, utilizatorul are obligația să constituie o garanție financiară în favoarea operatorului de rețea, în valoare de **0,00** lei, reprezentând **5 %** din valoarea tarifului de racordare, cu următoarea/următoarele formă/forme acceptate de către DEER: **a) Virament în cont bancar al DEER: IBAN RO64 RNCB 0205 0099 7734 0254 b) Scrisoare de garanție bancară (SGB) sau c) Depozit colateral deschis la o bancă având ca beneficiar DEER**

(2) Termenul în care utilizatorul are obligația să constituie garanția financiară prevăzută la alin. (1), situațiile în care garanția financiară poate fi executată de operatorul de rețea, precum și situațiile în care aceasta încetează/se restituie utilizatorului se prevăd în contractul de racordare.

(3) Suplimentar situațiilor prevăzute conform alin. (2), operatorul de rețea execută garanția financiară constituită de utilizator dacă utilizatorul se regăsește în situația de încetare a valabilității avizului tehnic de racordare, prevăzută la art. 34 alin. (1³) din Regulament, dacă utilizatorul nu semnează contractul de racordare propus de operatorul de rețea până la expirarea termenului de valabilitate a avizului tehnic de racordare sau dacă utilizatorul solicită



încetarea valabilității avizului tehnic de racordare.

11. (1) Termenul estimat pentru realizarea de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire este - pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpct. i și - pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpct. ii.

(2) Termenul și condițiile de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire precizate la punctul 3 lit d) se prevăd în contractul de racordare.

(3) Necesitatea realizării lucrărilor de întărire precizate la punctul 3 lit d) subpct. ii) este influențată de apariția locurilor de consum/de consum și de producere care au fost luate în considerare în calculele pentru regimurile de funcționare ce au determinat lucrările de întărire respective.

(4) Costurile pentru realizarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice care nu pot fi finanțate de operatorul de rețea în perioada imediat următoare sunt în valoare de lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpct. i și lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpct. ii.

(5) În situația în care, din următoarele motive: operatorul de rețea nu are posibilitatea realizării lucrărilor de întărire până la data solicitată pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre următoarele variante:

a) renunțarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;

b) amânarea realizării obiectivului pe amplasamentul respectiv, până la finalizarea lucrărilor de întărire de către operatorul de rețea; În acest caz, utilizatorul și operatorul de rețea încheie contractul de racordare cu obligația operatorului de rețea de a realiza lucrările de întărire la termenul precizat la alin. (1).

c) dezvoltarea în etape a obiectivului cu încadrarea în limita de putere aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire, precizată în tabelul de la punctul 1;

d) achitarea costurilor care revin operatorului de rețea pentru lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare, în cazul în care motivul întârzierii se datorează faptului că respectivele costuri nu sunt prevăzute în programul de investiții al operatorului de rețea. În condițiile în care utilizatorul optează pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli i se returnează de către operatorul de rețea printr-o modalitate convenită între părți, ce urmează a fi prevăzută în contractul de racordare, cu excepția cazului în care utilizatorul suportă costurile integral, prin tarif de racordare conform prevederilor pct. 12 alin. (4).

12. (1) Pentru proiectarea și executarea lucrărilor din categoria prevăzută la pct. 3 lit. c), operatorul de rețea încheie un contract de achiziție publică pentru proiectarea și/sau executarea de lucrări cu un operator economic atestat de autoritatea competentă, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.

(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), contractul pentru proiectarea și/sau executarea lucrărilor din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. c) se poate încheia prin una dintre următoarele modalități:

a) de către operatorul de rețea cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, în condițiile în care utilizatorul cere în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare;

b) de către utilizator cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către acesta, în condițiile în care utilizatorul a notificat în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare.

(3) Operatorul de rețea proiectează și execută lucrările prevăzute la pct. 3 lit. d) cu personal propriu sau atribuie contractul de achiziție publică pentru proiectare/executare de lucrări unui operator economic atestat, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.

(4) Prin derogare de la prevederile alin. (3), contractul pentru proiectarea și/sau executarea lucrărilor din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. d) subpct. (i) se poate încheia de către operatorul de rețea și cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, în condițiile în care utilizatorul suportă integral, prin tarif de racordare, costul lucrărilor de întărire și solicită în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare.

(5) În situațiile prevăzute la alin. (2) și (4), tariful de racordare precizat la pct. 8 alin. (1) se recalculează conform prevederilor Regulamentului, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales. Operatorul nu are dreptul de a interveni în negocierea dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales.



(6) Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3 lit. c) finanțate de către utilizatori sunt în proprietatea acestora și sunt exploatate de către operatorul de rețea, în baza unei convenții-cadru inițiate de către operator, având ca obiect predarea în exploatare de către utilizator operatorului a instalației de racordare recepționate și puse în funcțiune. Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3 lit. c) finanțate de către operatorii de rețea sunt în proprietatea acestora.

13.(1) Lucrările pentru realizarea instalației de utilizare se execută pe cheltuiala utilizatorului, de către o persoană autorizată sau un operator economic atestat potrivit legii, pentru categoria respectivă de lucrări. Valoarea acestor lucrări nu este inclusă în tariful de racordare.

(2) Executantul instalației de utilizare, precum și utilizatorul vor respecta normele și reglementările în vigoare privind realizarea și exploatarea instalațiilor electrice.

14. Utilizatorul, cu excepția prosumatorului care deține locuri de consum și de producere prevăzute cu instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată prevăzută la art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare, încheie convenția de exploatare prin care se precizează modul de realizare a conducerii operaționale prin dispecer, condițiile de exploatare și întreținere reciprocă a instalațiilor, reglajul protecțiilor, executarea manevrelor, intervențiile în caz de incidente.

15.(1) Cerințele standardelor de performanță pentru serviciile prestate de operatorul de distribuție și de operatorul de transport și de sistem, după caz, referitoare la asigurarea continuității serviciului și la calitatea tehnică a energiei electrice reprezintă condiții minime pe care respectivul operator de rețea are obligația să le asigure utilizatorilor în punctele de delimitare. Durata maximă pentru restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată este stabilită prin standardul de distribuție sau standardul de transport, după caz. Pentru nerespectarea termenelor prevăzute, după caz, de standardul de distribuție sau de standardul de transport, operatorii de rețea acordă utilizatorilor compensații, în condițiile prevăzute de standardul respectiv.

(2) În situația în care racordarea este realizată prin două sau mai multe căi de alimentare, în cazul întreruperii accidentale a unei căi de alimentare, ca urmare a defectării unui element al acesteia, în condițiile existenței și funcționării corecte a instalației de automatizare, durata maximă pentru conectarea celei de-a doua căi de alimentare este cea corespunzătoare funcționării instalației de automatizare: - secunde.

(3) Informațiile privind monitorizarea continuității și calității comerciale a serviciului de distribuție sunt publicate și actualizate în fiecare an de către operatorul de rețea. Acestea sunt disponibile pentru consultare la adresa www.distributie-energie.ro.

(4) Prosumatorii care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată prevăzută la art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare, asigură accesul operatorului de rețea în incinta/zona în care sunt amplasate instalațiile de producere pentru verificarea de către operator a calității tehnice a energiei electrice livrate în rețea, în aceleași condiții cu cele prevăzute în Procedură.

16.(1) În cazul în care utilizatorul deține echipamente sau instalații la care întreruperea alimentării cu energie electrică poate conduce la efecte economice și/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugeri de utilaje, accidente cu victime umane, poluarea mediului etc.), acesta are obligația ca prin soluții proprii, tehnologice și/sau energetice, inclusiv prin sursă de intervenție, să asigure evitarea unor astfel de evenimente în cazurile în care se întrerupe furnizarea energiei electrice.

(2) În situația în care, din cauza specificului activităților desfășurate, întreruperea alimentării cu energie electrică îi poate provoca utilizatorului pagube materiale importante și acesta consideră că este necesară o siguranță în alimentare mai mare decât cea oferită de operatorul de rețea, prezentată la punctul 15, utilizatorul este responsabil pentru luarea măsurilor necesare evitării acestor pagube.

17.(1) În scopul asigurării unei funcționări selective a instalațiilor de protecție și automatizare din instalația proprie, utilizatorul asigură accesul operatorului de rețea pentru corelarea permanentă a reglajelor acestora cu cele ale instalațiilor din amonte.

(2) Echipamentul și aparatul prin care instalația de utilizare se racordează la rețeaua electrică trebuie să



corespundă normelor tehnice în vigoare în România, inclusiv Normativului pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor, indicativ I7-2011, aprobat prin Ordinul ministrului dezvoltării regionale și turismului nr. 2.741/2011.

18.(1) Utilizatorul va lua măsurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibilă, conform normelor în vigoare, a efectelor funcționării instalațiilor și receptoarelor speciale (cu șocuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate, flicker etc.). Instalațiile noi se vor pune sub tensiune numai dacă perturbațiile instalațiilor și receptoarelor speciale se încadrează în limitele admise, prevăzute de normele în vigoare.

(2) Utilizatorul are obligația de a participa la reglajul tensiunii/puterii reactive, conform reglementărilor tehnice în vigoare. În vederea reducerii consumului/injecției de energie reactivă din/în rețeaua electrică, utilizatorul va lua măsuri pentru compensarea puterii reactive necesare instalațiilor și/sau echipamentelor de la locul de producere/locul de consum și de producere. Neîndeplinirea acestei condiții determină plata energiei electrice reactive tranzitate în punctul de delimitare, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

(3) În situația de excepție în care punctul de măsurare nu coincide cu punctul de delimitare, cantitatea de energie electrică înregistrată de contor este diferită de cea tranzacționată în punctul de delimitare. În acest caz, se face corecția energiei electrice în conformitate cu reglementările în vigoare. Elementele de rețea cu pierderi, situate între punctul de măsurare și punctul de delimitare, sunt: **Transformator de putere 20/0,4 kV - 630 kVA**

19.(1) Prezentul aviz tehnic de racordare este valabil până la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobată pentru etapa finală, menționată la punctul 2, dacă nu intervine anterior una dintre situațiile prevăzute la alin. (2).

(2) Prezentul aviz tehnic de racordare își încetează valabilitatea în următoarele situații:

- a)** în termen de **12** luni de la emitere, dacă nu a fost încheiat contractul de racordare;
- b)** la încetarea contractului de racordare căruia îi este anexat;
- c)** la expirarea perioadei de valabilitate a acordurilor/autorizațiilor sau a perioadei de valabilitate a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis avizul tehnic de racordare;
- d)** în cazul în care documentele prevăzute la art. 14 alin. (11) din Regulament se anulează printr-o hotărâre judecătorească definitivă, emisă în perioada de valabilitate a avizului tehnic de racordare;
- e)** la încetarea valabilității acordurilor/autorizațiilor și/sau a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis avizul tehnic de racordare pentru orice temei, constatată prin hotărâre judecătorească definitivă;
- f)** la solicitarea titularului;
- g)** în situația prevăzută la art. 34 alin. (1³) din Regulament.

20. Prezentul aviz tehnic de racordare poate fi contestat la operatorul de rețea în termen de 30 de zile de la data comunicării acestuia.

21.(1) Materialele și echipamentele care se utilizează la realizarea instalației derulate în regimul tarifului de racordare, trebuie să fie conforme cu cerințele din specificațiile tehnice DEER. Celelalte materiale și echipamente pentru care nu sunt elaborate în prezent specificații tehnice DEER, trebuie să fie omologate, noi, compatibile cu starea tehnică a instalației, să îndeplinească cerințele specifice de fiabilitate și siguranță.

(2) Alte condiții: **Prosumatorul este unicul responsabil de verificarea, integritatea și funcționarea instalațiilor electrice de utilizare și producere, în conformitate cu prescripțiile și normativele în vigoare, inclusiv cu cele de protecția muncii și de P.S.I.**

-Documentația aferentă instalației de utilizare va fi realizată și verificată în conformitate cu cerințele legislației în vigoare;

- Lucrarile pentru realizarea instalației de utilizare se vor efectua de firme atestate, cu respectarea normativelor, prescripțiilor energetice și a specificațiilor tehnice valabile la data realizării lucrărilor;

- Gestionarul instalației de racordare, DEER SA - Sucursala Mures va încheia Convenția de Exploatare.



**Distribuție Energie
Electrică România**
Sucursala Mures

Distribuție Energie Electrică România Sucursala Mures
str. Calarasilor, Nr.103, 540320, Targu Mures, Jud. Mures

Tel: +40 265 205 703

Fax: +40265 205704

office.mures@distributie-
energie.ro

C.I.F. DEER/C.U.I. Suc. RO 14476722 / 14516614

R.C. DEER/Suc. J2002000352121 / J2002000201269

www.distributie-energie.ro

Semnături autorizate,

Director Sucursala Mures
Toma-Ovidiu TANCA

Şef S.A.R.
ALEXANDRU CRISTIAN GRAMA

Serviciu A.R.
Anda Dinu

Alin
Beresescu

Semnat digital
de Alin
Beresescu
Data: 2025.11.25
12:54:16 +02:00

Alexandr
u-Cristian
Grama

Semnat digital de
Alexandru-
Cristian Grama
Data: 2025.11.25
10:09:29 +02:00

CONTRACT DE RACORDARE
la rețelele electrice de interes public pentru , în situația în care operatorul de distribuție
încheie contractul pentru realizarea lucrărilor
prin achiziție publică
- PROIECTARE SI EXECUTIE -
Nr. DEER44368/ 24.09.2026

1. Părțile contractante

Între **Distribuție Energie Electrică România SA (în continuare DEER S.A.)** cu sediul în CLUJ -NAPOCA, jud. CLUJ, strada Arinilor, nr. 22B, telefon 0264/205.069, fax 0264/205.998, înregistrată la Oficiul Registrului și Comerțului cu numărul J2002000352121, CIF RO14476722, cont RO07BTRL01301202891530XX deschis la BANCA TRANSILVANIA, reprezentată legal de Director General ing. Mihaela Rodica SUCIU prin Director Divizia Comerciala Ing. Ionel BOJA, conform atribuțiilor conferite de Politica de delegare a autorității, aprobată prin Hotărârea Consiliului de Administrație al DEER nr. 5 din 25.02.2025, pentru Sucursala **MURES**, cu sediul în loc. **MURES**, jud. **MURES**, strada **Calarasilor**, nr. **103**, telefon nr. **0265 205703**, fax nr. **0265 205704**, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului cu numărul **J2002000201269**, CUI nr. **14516614**, cont nr. **RO06RNCB0053016896031717** - deschis la **Banca Comerciala Romana**, - reprezentată prin Director ing. **Florinel Ionel OROSZ**, în calitate de **Operator de distribuție**, denumit în continuare **operator**,

și

persoana juridică **TOP ELECTRO SRL** cu sediul în localitatea **SANGEORGIU DE MURES**, județul / sectorul **MURES**, sat **SANGEORGIU DE MURES**, str. **AGRICULTORILOR**, nr. **10**, - telefon nr. **0265319013**, CUI **1205349**, înregistrată la Oficiul Registrului Comerțului cu numărul **J1992000080261**, cont nr. - deschis la , reprezentat(ă) prin **WEINGARTNER JENS**, având funcția de **ADMINISTRATOR** în calitate de solicitant servicii de racordare la rețeaua electrica de interes public, denumit în continuare **Utilizator**,

denumite in continuare părți, s-a convenit încheierea prezentului contract, cu respectarea prevederilor de mai jos.

2. Definitii

2.1. Termenii utilizați în prezentul contract sunt definiți în următoarele acte normative:

- a)** Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, denumită în continuare **Lege**;
- b)** Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumit în continuare **Regulament**;
- c)** Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare,

- d)** Regulamentul (UE) 2016/1.447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu,
 - e)** Regulamentul (UE) 2016/1.388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor;
 - f)** Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare).
- 2.2.** Alți termeni decât cei prevăzuți la punctul 2.1 sunt definiți în anexa ce face parte integrantă din prezentul contract.

3. Obiectul contractului

3.1. Obiectul contractului îl constituie racordarea instalației de utilizare de la al utilizatorului la rețeaua electrică a operatorului, prin realizarea lucrărilor stabilite în **avizul tehnic de racordare (ATR) nr. 7030251103182/ 24.11.2025** emis de **DEER – Sucursala MURES**, care face parte integrantă din prezentul contract, pentru:

- a)** instalația de racordare, lucrări prevăzute la pct. 3.4 sau 3.5, după caz;
- b)** întărirea rețelei electrice în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor tehnice necesare în vederea consumului/evacuării puterii aprobate, lucrări prevăzute la pct. 3.6 sau/și 3.7, după caz. **Nu este cazul**

3.2. Suplimentar, obiectul contractului cuprinde și realizarea lucrărilor stabilite în **Avizul de amplasament nr. / , emis de , necesare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență și/sau a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului, dacă acestea sunt condiționate sau sunt în legătură cu lucrările de realizare a instalației de racordare, lucrări prevăzute la pct. 3.8** **Nu este cazul**

3.3. Denumirea și adresa locului de consum și/sau de producere pentru care se încheie prezentul contract de racordare: **FABRICA SI CEF CU STOCARE, Mures, - SANGEORGIU DE MURES, sat -, cod poștal 547530, strada AGRICULTORILOR, nr. 1107, bloc -, scara -, ap. -, nr. cadastral -**

3.4. Lucrările necesare pentru realizarea instalației de racordare sunt următoarele: conform ATR nr. **7030251103182/ 24.11.2025**.

3.5. Lucrările necesare pentru modificarea instalației de racordare existente sunt următoarele: conform ATR nr. **7030251103182/24.11.2025**. **Nu este cazul**

3.6. Lucrările de întărire specifice sunt următoarele: conform ATR nr. **7030251103182/24.11.2025**. **Nu este cazul**

3.7. Lucrările de întărire generale rezultate ca fiind necesare din recalcularea regimurilor de funcționare în condițiile prevăzute de Regulament sunt următoarele: conform ATR nr. **7030251103182/ 24.11.2025**. **Nu este cazul**

3.8. Lucrările de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme și/sau lucrările de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului sunt următoarele: conform Avizului de amplasament nr. / , emis de **Nu este cazul**

4. Valoarea lucrărilor din contract

4.1. Utilizatorul sau persoana fizică/juridică împuternicită legal de către acesta să facă plata în numele utilizatorului se obligă să achite operatorului:

- a) tariful de racordare în valoare de 544,50 lei, din care TVA **94,50** lei, stabilit conform Legii, Regulamentului, Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.11/2014, cu modificările și completările ulterioare, și Ordinului ANRE nr.

141/2014 pentru aprobarea tarifelor specifice și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare.

Tariful de racordare ce revine utilizatorului însumează următoarele componente:

- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând valoarea de **Proiectare**;
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând componenta **TR** a tarifului de racordare, din care:
 - o - lei fără TVA, reprezentând contravaloare utilaj;
 - o - lei fără TVA, reprezentând contravaloare construcții + montaj;
 - o **0,00** lei fără TVA, reprezentând contravaloare grup de măsură (de vazut daca
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând dirigenție de șantier;
- ☒ **450,00** lei fără TVA, reprezentând componenta **TU** a tarifului de racordare, corespunzătoare recepției lucrărilor și punerii sub tensiune a instalației utilizatorului;
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând componenta **TI** a tarifului de racordare, corespunzătoare cotei de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorului;
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând cota ITC(ISC);
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând cota ISC;
- ☒ **0,00** lei fără TVA, reprezentând taxa acord/autorizație de construire.

b) costurile pentru achiziția și montarea grupului de măsurare a energiei electrice sau, după caz, a blocului de măsură și protecție, complet echipat, cu excepția contorului de măsurare a energiei electrice în valoare de lei, valoare la care se adaugă TVA.

4.2. Costurile de realizare a lucrărilor de întărire specifice prevăzute la pct. 3.6, care revin operatorului, dar care se achită de utilizator în condițiile prevăzute la pct. 9 lit. u), sunt de **0,00** lei, din care TVA **0,00** lei. Această valoare este cel mult egală cu diferența dintre costurile de realizare a lucrărilor de întărire specifice și componenta Ti a tarifului de racordare, dacă aceasta este pozitivă.

4.3. Costurile de realizare a lucrărilor de întărire generale prevăzute la pct. 3.7, care revin operatorului, dar care se achită de utilizator în condițiile prevăzute la pct. 9 lit. u), sunt de lei, din care TVA **0,00** lei. Această valoare este cel mult egală cu diferența dintre costurile de realizare a lucrărilor de întărire specifice și componenta Ti a tarifului de racordare, dacă aceasta este pozitivă.

4.4. Costurile lucrărilor de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme și/sau a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului, specificate la punctul 3.8, sunt de lei cu TVA, din care TVA **0,00** lei.

4.5. Costurile pentru realizarea capacităților energetice noi rezultate din lucrările de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme ori ca urmare a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului de rețea sunt în valoare de lei. Acestea se restituie utilizatorului conform prevederilor pct. 9 lit.v).

4.6. Valoarea compensației bănești, cuvenite primului utilizator în conformitate cu prevederile Regulamentului, este - lei, la care se adaugă TVA. În funcție de opțiunea utilizatorului, compensația bănească pentru primul utilizator/cofinanțatori, cu următoarele date de identificare:

- a) se achită direct către primul utilizator;
- b) se încasează de operator, care o predă primului utilizator în condițiile prevăzute la punctul 9 lit. e).

4.7. Valoarea corespunzătoare lucrărilor de întărire generale, pe care utilizatorul are obligația să o restituie, în conformitate cu prevederile Regulamentului, primului utilizator care a realizat lucrările de întărire generale, respectiv utilizatorilor ale căror instalații de utilizare au fost puse sub tensiune înaintea instalațiilor de utilizare proprii, este lei, la care se adaugă TVA. Sumele se încasează de către operator și se predau utilizatorilor, cu următoarele date de identificare: **Nu este cazul**, în condițiile prevăzute la pct. 9 lit. x).

5. Durata contractului

5.1. Contractul intră în vigoare la data semnării și produce efecte până la data îndeplinirii tuturor condițiilor prevăzute la pct. 13.5. Părțile convin o durată a contractului de 3 luni de la data semnării acestuia.

5.2. Termenul prevăzut la pct. 5.1 poate fi prelungit prin act adițional cu acordul părților sau, după caz, în conformitate cu prevederile pct. 13.10^{^28}), ^{^29}).

6. Documentele contractului

6.1. Documentele contractului sunt:

- a)** Avizul tehnic de racordare nr. **7030251103182/ 24.11.2025** și avizul de amplasament nr / , după caz, în copie;
- b)** copia actului de identitate/certificatului constatator eliberat de registrul comerțului cu cel mult 30 de zile înainte de data depunerii cererii de încheiere a contractului de racordare, după caz;
- c)** documente, în original, care dovedesc constituirea de către utilizator a garanției financiare în favoarea operatorului, astfel cum este prevăzută în avizul tehnic de racordare; ***Nu este cazul***
- c^{^1})** documente, în original, care dovedesc constituirea de către utilizator a garanției financiare în favoarea operatorului, conform obligației utilizatorului prevăzute la pct. 10 lit. e^{^1}).
- d)** confirmarea de către utilizator a amânării realizării obiectivului pe amplasamentul respectiv până la data indicată de operator în avizul tehnic de racordare ca termen pentru asigurarea în amonte de punctul de racordare a condițiilor care să permită racordarea; ***Nu este cazul***
- e)** confirmarea de către utilizator a acceptării unei dezvoltări în etape a obiectivului, cu încadrarea în limita de putere aprobată în avizul tehnic de racordare, fără realizarea lucrărilor de întărire; ***Nu este cazul***
- f)** acordul utilizatorului pentru achitarea, cu recuperarea ulterioară de la operator, a costurilor care revin operatorului pentru lucrările de întărire specifice prevăzute în avizul tehnic de racordare, în situația în care respectivele costuri nu pot fi finanțate de operatorul de rețea într-o perioadă de timp care ar permite realizarea lucrărilor respective până la data solicitată de utilizator pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare; ***Nu este cazul***
- g)** acordul utilizatorului pentru achitarea, cu recuperarea ulterioară de la operator și/sau de la ceilalți utilizatori care beneficiază de aceleași lucrări de întărire, după caz, a costurilor care revin operatorului și/sau celorlalți utilizatori pentru lucrările de întărire generale, în situația în care respectivele costuri nu pot fi finanțate de operatorul de rețea într-o perioadă de timp care ar permite realizarea lucrărilor respective până la data solicitată de utilizator pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare și/sau în cazul în care locul de producere/de consum și de producere este pus sub tensiune primul; ***Nu este cazul***
- h)** cererea utilizatorului pentru contractarea lucrărilor de proiectare și/sau execuție a instalației de racordare și/sau a lucrărilor de întărire specifice prevăzute la pct. 3.6 și/sau a lucrărilor de întărire generale prevăzute la pct. 3.7 de către operator cu un anumit operator economic atestat, ales de acesta, și devizul general întocmit de operatorul economic atestat ales de utilizator;
- i)** autorizația de construire a obiectivului de la locul de consum și/sau de producere, inclusiv a instalației de utilizare, care se obține de către utilizator, sau, în cazul construcțiilor existente, actul de proprietate, respectiv contractul de închiriere, în copie; autorizația de construire a obiectivului de la locul de consum și/sau de producere, inclusiv a instalației de utilizare, se transmite operatorului de rețea până la data încheierii de către operator a contractului de execuție a instalației de racordare; în cazul unui loc de producere/de consum și de producere, utilizatorul are obligația să obțină autorizația de construire a obiectivului, inclusiv a instalației de utilizare, până la data încheierii contractului de execuție a instalației de racordare, dar nu mai mult de 12 luni de la data încheierii prezentului contract

și 18 luni de la data emiterii avizului tehnic de racordare; termenele pot fi prelungite în condițiile prevăzute în Regulament;

i¹) autorizația de înființare aferentă capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere, care se obține de utilizator în conformitate cu prevederile art. 36 alin. (5²) din Regulament; termenele pot fi prelungite în condițiile prevăzute în Regulament;

j) adeverința eliberată de administrația publică locală în a cărei rază teritorială este situat imobilul, din care să rezulte că solicitantul este cunoscut că deține imobilul sub nume de proprietar, și declarația pe propria răspundere a solicitantului, autenticată notarial, prin care acesta declară că:

(i) posedă imobilul ca un adevărat proprietar;

(ii) nu a înstrăinat sau grevat imobilul,

pentru un loc de consum nou racordat la medie tensiune aparținând unui client casnic, în situația în care solicitantul nu deține act de proprietate, respectiv contract de închiriere;

k) acordul sau promisiunea, în scris, a proprietarului terenului pentru încheierea cu operatorul a unei convenții având ca obiect exercitarea de către operator a drepturilor de uz și de servitute asupra terenului afectat de instalația de racordare, ulterior încheierii prezentului contract și elaborării proiectului tehnic al instalației de racordare; ***Nu este cazul***

l) convenția încheiată de operator cu proprietarul terenului, având ca obiect exercitarea de către operator a drepturilor de uz și de servitute asupra terenului afectat de instalația de racordare, document ce se obține ulterior încheierii prezentului contract, până la data încheierii de către operator a contractului de execuție a instalației de racordare; ***Nu este cazul***

m) acordul/autorizația pentru executarea instalației de racordare la rețeaua electrică, document ce se obține de către operator ulterior încheierii prezentului contract, cu excepția cazului în care utilizatorul obține acordul/autorizația pentru executarea instalației de racordare odată cu autorizația de construire a obiectivului; ***Nu este cazul***

n) autorizația de construire având ca obiect lucrările de întărire prevăzute la pct. 3.6 și/sau 3.7, document ce se obține de către operator ulterior încheierii prezentului contract; ***Nu este cazul***

o) documentele necesare pentru mutarea pe noile amplasamente a instalațiilor operatorului, respectiv actul care atestă dreptul de folosință al operatorului asupra terenurilor pe care urmează să fie amplasate instalațiile electrice deviate și/sau convenția pentru exercitarea de către operator a drepturilor de uz și de servitute asupra terenurilor proprietate privată afectate; documentele se obțin până la data încheierii de către operator a contractului de execuție a lucrărilor de deviere; ***Nu este cazul***

p) autorizația de construire și/sau de desființare pentru lucrarea de deviere, document ce se obține de către operator; ***Nu este cazul***

q) contractul/convenția dintre utilizatori privind finanțarea instalației de racordare, prin care se stabilește și modalitatea de finanțare în cazul în care unul din utilizatori nu își respectă obligațiile; ***Nu este cazul***

r) opțiunea utilizatorului pentru una din modalitățile de plată a compensației prevăzute la pct. 4.6. ***Nu este cazul***

s) acordul utilizatorului pentru achiziționarea grupului de măsurare a energiei electrice sau a blocului de măsură și protecție complet echipat, inclusiv a contorului de măsurare a energiei electrice, corespunzător specificațiilor tehnice ale operatorului.

ș) documentele justificative necesare rambursării contravalorii grupului de măsurare a energiei electrice sau a blocului de măsură și protecție complet echipat, inclusiv a contorului de măsurare a energiei electrice: ***Borderou de achizitie/Centralizator insotit de dovada cod iban; factura achizitie; dovada platii facturii (chitanta sau OP); certificate de conformitate; certificate de garantie; certificate de calitate si/sau buletine de incercari.***

6.2. Părțile convin ca documentele prevăzute la pct. 6.1 lit. k) și l) să fie obținute de către:

- a) operator;
- b) utilizator, împuternicit de către operator în acest sens.

6.3. Părțile convin ca documentele prevăzute la pct. 6.1 lit. o) să fie obținute de către:

- a) operator;
- b) utilizator, împuternicit de către operator în acest sens.

7. Norme

Realizarea tuturor lucrărilor, în baza contractului de racordare, se face cu respectarea normelor de dimensionare, execuție, punere în funcțiune și funcționare în vigoare.

8. Caracterul confidențial al contractului/confidențialitate

8.1. O parte contractantă nu are dreptul, fără acordul scris al celeilalte părți:

- a) de a face cunoscut contractul sau orice prevedere a acestuia, unei terțe părți;
- b) de a utiliza informațiile și documentele obținute sau la care are acces în perioada de derulare a contractului, în alt scop decât acela de a-și îndeplini obligațiile contractuale.

8.2. Dezvăluirea oricărei informații față de persoanele implicate în îndeplinirea contractului se va face confidențial și se va extinde numai asupra acelor informații necesare în vederea îndeplinirii obligațiilor contractuale.

8.3. O parte contractantă va fi exonerată de răspunderea pentru dezvăluirea de informații referitoare la contract, în următoarele situații:

- a) informația a fost dezvăluită după ce a fost obținut acordul scris al celeilalte părți în acest sens;
- b) partea contractantă a fost obligată în mod legal să dezvăluie informația respectivă.

8.4. Prevederile de la punctul 8.1 rămân valabile un număr de 2 ani de la încetarea relațiilor contractuale.

9. Obligațiile Operatorului de Distribuție

Operatorul are următoarele obligații:

a) punerea la dispoziția utilizatorului a conținutului convenției prevăzute la pct. 6.1lit. l), în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, în cazul în care obținerea acestui document a fost convenită conform pct. 6.2lit. b);

b) împuternicirea utilizatorului, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, pentru încheierea, în numele și pe seama sa, a convenției prevăzute la pct. 6.1lit. l), în cazul în care obținerea acestui document a fost convenită conform pct. 6.2lit. b);

c) punerea la dispoziția utilizatorului a conținutului documentelor prevăzute la pct. 6.1lit. o), în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, în cazul în care obținerea acestor documente a fost convenită conform pct. 6.3lit. b);

d) împuternicirea utilizatorului, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, pentru încheierea, în numele și pe seama sa, a documentelor prevăzute la pct. 6.1lit. o), în cazul în care obținerea acestor documente a fost convenită conform pct. 6.3lit. b);

e) achitarea către primul utilizator a compensației bănești, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la încasarea acesteia de la utilizator, în condițiile în care utilizatorul optează să facă plata conform pct. 4.6lit. b); **Nu este cazul**

f) asigurarea documentației tehnico-economice pentru realizarea instalației de racordare în termen de maxim **40** zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la punctul 11.1.

Având în vedere cererea expresă, exprimată în scris de către utilizator, proiectantul instalației de racordare ales de către utilizator este ; **Nu este cazul**

g) obținerea acordului/autorizației pentru executarea instalației de racordare în termen de maximum 0 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract;

h) achiziția lucrărilor de execuție a instalației de racordare, care se va face prin cerere de oferte/licitație/încredințare directă conform reglementărilor în vigoare, și încheierea contractului de execuție în termen de maximum zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1 și, după caz, pe cele prevăzute la pct. 10 lit. o) și p), precum și cu condiția ca acordul/autorizația pentru executarea instalației de racordare să fie emis/emisă.

Având în vedere cererea expresă, exprimată în scris de utilizator, executantul instalației de racordare ales de către utilizator este ; **Nu este cazul**

În situația unui loc de producere sau a unui loc de consum definitiv care se racordează la rețeaua electrică de medie sau înaltă tensiune, contractul de execuție se încheie numai după prezentarea de către utilizator a procesului-verbal de începere a lucrărilor în instalațiile proprii;

i) execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalației de racordare în termen de maximum zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1; în cazul în care racordarea se realizează la rețeaua de medie tensiune, termenul pentru recepția și punerea în funcțiune a instalației de racordare este de maximum 18 zile calendaristice de la data notificării terminării lucrărilor transmise operatorului de rețea de către executant, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1 și pe cele prevăzute la pct. 10 lit. o) și p), în măsura în care sunt aplicabile;

j) execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalației de racordare în termen de maximum 90 de zile de la data obținerii acordului/autorizației pentru aceasta, în situația în care instalația de racordare constă într-un bransament și cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1 și pe cele prevăzute la pct. 10 lit. o) și p), în măsura în care sunt aplicabile;

j^1) montarea contorului de măsurare a energiei electrice, corespunzător specificațiilor tehnice ale operatorului, în maximum 5 zile lucrătoare de la data încheierii contractului pentru furnizarea energiei electrice. În cazul în care utilizatorul nu respectă obligația prevăzută la pct. 10 lit. ș) sau contorul nu corespunde specificațiilor tehnice primite de la operator, operatorul montează contorul în termen de maximum 5 zile lucrătoare de la data procesului-verbal de predare-primire de la utilizator a contorului care corespunde specificațiilor tehnice, cu condiția încheierii în prealabil a contractului de furnizare a energiei electrice;

k) realizarea lucrărilor de întărire specifice prevăzute la pct. 3.6 în termen de maximum zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1 și, dacă sunt aplicabile, pe cele de la pct. 11.2. **Nu este cazul**

Având în vedere cererea expresă, exprimată în scris de utilizator:

- proiectantul lucrărilor de întărire specifice ales de către utilizator este ;
- executantul lucrărilor de întărire specifice ales de către utilizator este ;

l) realizarea lucrărilor de întărire generale prevăzute la pct. 3.7 în termen de maximum zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, cu condiția ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 11.1 și, dacă sunt aplicabile, pe cele de la pct. 11.2. **Nu este cazul**

Având în vedere cererea expresă, exprimată în scris de utilizator:

- proiectantul lucrărilor de întărire generale ales de către utilizator este ;
- executantul lucrărilor de întărire generale ales de către utilizator este ;

m) executarea, în termen de maximum zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract, a lucrărilor de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme și/sau a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului, prevăzute la pct. 3.8, cu condiția

ca utilizatorul să respecte prevederile și termenele stabilite la pct. 10 lit. h) și i), precum și la pct. 11.3.;

Nu este cazul

n) refacerea calculelor pentru regimurile de funcționare, în termen de 20 de zile lucrătoare de la data depunerii de către utilizator a cererii pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe, însoțită de documentația corespunzătoare prevăzută de Regulament, în condițiile în care cererea utilizatorului pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe a fost depusă anterior realizării tuturor lucrărilor de întărire generale prevăzute în avizul tehnic de racordare; refacerea calculelor pentru regimurile de funcționare se realizează în conformitate cu prevederile Regulamentului;

o) punerea sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe ca urmare a înregistrării cererii formulate de utilizator, însoțită de documentația prevăzută de reglementările în vigoare, după recepția și punerea în funcțiune a instalației de racordare ***Nu este cazul***

Punerea sub tensiune se realizează numai după executarea lucrărilor de întărire specifice, precum și a lucrărilor de întărire generale prevăzute în avizul tehnic de racordare sau după obținerea unui rezultat pozitiv la refacerea calculelor regimurilor de funcționare în condițiile precizate la lit. n)

Punerea în funcțiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe se realizează numai după achitarea de către utilizator a costurilor prevăzute la pct. 4.7;

p) menținerea sub tensiune a instalațiilor utilizatorului pe perioada realizării probelor de punere în funcțiune a instalațiilor de utilizare și a unităților generatoare/instalațiilor de stocare/ sistemelor HVDC/receptoarelor utilizatorului, până la îndeplinirea condițiilor de punere sub tensiune finală, dar nu mai mult de 24 de luni de la data primei puneri sub tensiune, dacă nu este afectată siguranța sistemului electroenergetic național; ***Nu este cazul***

q) informarea utilizatorului, în termen de maximum 20 de zile lucrătoare de la data depunerii de către acesta a cererii și a documentației prevăzute la lit. o), cu privire la stadiul realizării lucrărilor de întărire generale necesare și termenul planificat pentru punerea sub tensiune, în cazul în care, ca urmare a refacerii calculelor pentru regimurile de funcționare conform lit. n), rezultă că locul de consum și/sau de producere nu poate fi pus sub tensiune deoarece nu sunt îndeplinite condițiile tehnice pentru consumul/evacuarea puterii aprobate; ***Nu este cazul***

r) verificarea și certificarea conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare;

s) emiterea și transmiterea către utilizator a certificatului de racordare după recepția și punerea în funcțiune a instalației de racordare, din oficiu și gratuit, fără să fie necesară o cerere în acest sens din partea utilizatorului, în termen de maximum 3 zile lucrătoare de la data depunerii de către utilizator sau împuternicitul său la operator a documentației prevăzute la pct. 10 lit. k); în cazul unui loc de producere/loc de consum și de producere, la documentația prevăzută la pct. 10 lit. k) se adaugă documentele prevăzute la pct. 10 lit. l), precum și certificatul de conformitate, dacă acesta este necesar conform normelor tehnice în vigoare. În cazul unui loc de consum, la documentația prevăzută la pct. 10 lit. k) se adaugă notificarea de funcționare finală, dacă aceasta este necesară conform normelor tehnice în vigoare.

Certificatul de racordare se emite numai după realizarea lucrărilor de întărire specifice, precum și a lucrărilor de întărire generale prevăzute în avizul tehnic de racordare sau după obținerea unui rezultat pozitiv la refacerea calculelor regimurilor de funcționare în condițiile precizate la lit. n).

Certificatul de racordare emis corespunde instalațiilor și capacităților de consum/producere și/sau sistemelor HVDC și/sau instalațiilor de stocare, după caz, realizate pentru etapa respectivă de dezvoltare a locului de consum și/sau de producere, conform prevederilor pct. 10 lit. e).

Certificatul de racordare se emite numai după achitarea de către utilizator a compensației bănești prevăzute la pct. 4.6. În situația în care utilizatorul optează pentru plata compensației direct către primul utilizator, pentru emiterea certificatului de racordare este necesar un document de plată sau confirmarea scrisă din partea primului utilizator din care să reiasă că a încasat compensația; ***Nu este cazul***

t) punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare, în termen de maximum 5 zile lucrătoare de la data încheierii contractului pentru transportul, distribuția și/sau furnizarea energiei electrice; **Nu este cazul**

u) restituirea către utilizator a costurilor care revin operatorului pentru realizarea lucrărilor de întărire prevăzute la pct. 3.6 și/sau 3.7 și care se achită de utilizator în condițiile existenței acordurilor prevăzute la pct. 6.1 lit. f) și g). Modalitatea și termenul de restituire sunt prevăzute în graficul de restituire a cheltuielilor, care face parte integrantă din prezentul contract;

v) restituirea către utilizator a costurilor prevăzute la pct. 4.5, pentru realizarea capacităților energetice noi rezultate din lucrările de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme ori ca urmare a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului de rețea, în condițiile achitării acestora conform prevederilor pct. 11.3, în următoarea modalitate: ;

w) inițierea convenției-cadru pentru predarea în exploatarea operatorului de către utilizator a instalației de racordare recepționate și puse în funcțiune conform procesului-verbal de recepție a punerii în funcțiune a instalației de racordare;

x) achitarea costurilor prevăzute la pct. 4.7 către primul utilizator, respectiv către utilizatorii ale căror instalații de utilizare au fost puse sub tensiune înaintea instalațiilor de utilizare proprii ale utilizatorului, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la încasarea acestora de la utilizator, dar nu mai târziu de data punerii sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe;

y) montarea/înlocuirea grupurilor de măsurare a energiei electrice produse, amplasate în instalațiile de utilizare ale utilizatorilor, în conformitate cu prevederile art. 45 alin. (1) lit. a¹) din Lege, în limita stocurilor deținute de operator; lipsa acestora nu condiționează punerea sub tensiune a instalației de utilizare.

z) rambursarea către utilizator a contravalorii grupului de măsurare a energiei electrice sau a blocului de măsură și protecție complet echipat, inclusiv a contorului de măsurare a energiei electrice, prevăzută prin act adițional la prezentul contract, pe baza documentelor justificative solicitate de operator și prevăzute la pct. 6.1 lit. ș)

aa) transmiterea la utilizator a proiectului de act adițional semnat, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării de către utilizator a cererii prevăzute la pct. 13.10, și a documentelor care dovedesc constituirea de către utilizator a garanției financiare, conform prevederilor pct. 10 lit. e¹)

ab) transmiterea la utilizator, în situația prevăzută la pct. 13.10 alin. (4), a cererii de prelungire a duratei contractului de racordare, însoțită de proiectul de act adițional semnat, cu cel puțin 30 de zile calendaristice înainte de data de încetare a contractului prevăzută la pct. 5.1²⁹).

10. Obligațiile utilizatorului

Utilizatorul are următoarele obligații:

a) achitarea tarifului de racordare prevăzut la punctul 4.1;

b) achitarea către primul utilizator sau către operator a compensației bănești convenite primului utilizator în conformitate cu prevederile Regulamentului, a cărei valoare este prevăzută la punctul 4.6.; **Nu este cazul**

c) achitarea către operator a costurilor prevăzute la pct. 4.2 și/sau 4.3, pentru realizarea lucrărilor de întărire a rețelei, în situația în care utilizatorul a comunicat operatorului acordul prevăzut la pct. 6.1 lit. f) și/sau g);

d) constituirea în favoarea operatorului, conform avizului tehnic de racordare, a unei garanții financiare în valoare de **0,00** lei, în următoarea/următoarele formă/forme: , în termen de zile de la data semnării prezentului contract; documentele care dovedesc constituirea garanției financiare, în forma și cu valoarea precizate, se prezintă operatorului în termen de 3 zile lucrătoare de la data constituirii și devin documente ale prezentului contract; **Nu este cazul**

d¹) menținerea garanției financiare constituite în favoarea operatorului în conformitate cu prevederile Regulamentului, pe toată durata contractului de racordare, până la punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare¹⁶);

e) realizarea prin finanțare directă a instalației de utilizare și, în situația unui loc de producere/loc de consum și de producere, a capacităților de producere a energiei electrice și/sau a sistemelor HVDC și/sau a instalațiilor de stocare, după caz, cu respectarea prevederilor art. 45 alin. (1) lit. a¹) din Lege, corespunzătoare etapelor de dezvoltare prevăzute în avizul tehnic de racordare pentru evoluția puterii aprobate, respectiv pentru:

- etapa I, P aprobată = **kW**, finalizare instalații până la data de ;
- etapa a II-a, P aprobată = **kW**, finalizare instalații până la data de ;
- etapa a III-a, P aprobată = **kW**, finalizare instalații până la data de ;
- etapa a IV-a, P aprobată = **kW**, finalizare instalații până la data de ;
- etapa finală, P aprobată = **kW**, finalizare instalații până la data de ;

Utilizatorul are dreptul de a prelungi termenele pentru punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare, prevăzute în graficul de mai sus. În cazul în care prelungirea acestor termene implică depășirea duratei contractului prevăzute la pct. 5.1, utilizatorul poate solicita prelungirea acesteia conform prevederilor pct. 13.10.

e¹) constituirea în favoarea operatorului, în situația prevăzută la pct. 13.10, a unei garanții financiare în cuantum de 5% din valoarea fără TVA a tarifului de racordare prevăzut în contract, care crește cu 5% din valoarea fără TVA a tarifului de racordare pentru fiecare perioadă succesivă de 12 luni adăugată la durata contractului.

Garanția financiară are valoare de **0,00** lei și se constituie cu valabilitate pe toată durata prelungirii contractului, până la punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare, în următoarea/următoarele formă/forme: .

Pentru executarea, respectiv încetarea/restituirea garanției financiare sunt aplicabile prevederile pct. 13.6 și 13.7. Documentele care dovedesc constituirea garanției financiare se transmit operatorului de către utilizator anexate cererii de prelungire a duratei contractului prevăzute la pct. 13.10;

e²) transmiterea la operator, anterior datei de încetare a contractului de racordare, a actului adițional semnat ca urmare a primirii din partea operatorului a proiectului de act adițional conform prevederilor pct. 9 lit. aa)²⁸);

f) suportarea costurilor prevăzute la pct. 4.4, pentru lucrările de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme și/sau lucrările de deviere precizate la pct. 3.8; **Nu este cazul**

g) suportarea din surse proprii a contravalorii indemnizațiilor și despăgubirilor stabilite în convențiile/contractele prevăzute la pct. 6.1 lit. l) și/sau o);

h) încheierea, în numele și pe seama operatorului, cu deținătorul dreptului de proprietate asupra terenurilor afectate de instalațiile electrice deviate, de convenții/contracte privind condițiile de exercitare de către operator a drepturilor de folosință și/sau de uz și de servitute, în cazul în care obținerea acestora a fost convenită conform pct. 6.3 lit. b);

i) obținerea, pentru mutarea pe noile amplasamente a instalațiilor operatorului, a avizelor și acordurilor solicitate prin certificatul de urbanism în vederea emiterii autorizației de construire și/sau de desființare pentru lucrarea de deviere, pe baza documentațiilor întocmite în cadrul studiului de soluție pentru eliberarea amplasamentului;

j) depunerea/transmiterea la operator a cererii pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe, împreună cu documentația prevăzută de reglementările în vigoare;

k) depunerea la operator a dosarului instalației de utilizare aferente unei etape de dezvoltare, întocmit de executant după realizarea fizică a acesteia, conform prevederilor Regulamentului, până la data prevăzută la lit. e) pentru etapa respectivă;

l) depunerea la operator a procesului-verbal de recepție a punerii în funcțiune a capacităților de producere și/sau a sistemelor HVDC și/sau a instalațiilor de stocare, după caz, aferente unei etape de dezvoltare, până la data prevăzută la lit. e) pentru etapa respectivă, în cazul unui loc de producere/loc de consum și de producere;

m) încheierea convenției de exploatare, dacă în avizul tehnic de racordare este prevăzută obligația încheierii acesteia; ***Nu este cazul***

n) încheierea contractului de transport/distribuție/furnizare al/a energiei electrice;

o) încheierea, în numele și pe seama operatorului, a convenției având ca obiect exercitarea de către operator a drepturilor de uz și de servitute asupra terenului afectat de instalația de racordare, în cazul în care obținerea acesteia a fost convenită conform pct. 6.2 lit. b);

p) obținerea, în cazul construcțiilor noi, a autorizației de construire a obiectivului de la locul de consum și/sau de producere, inclusiv a instalației de utilizare, în termenul prevăzut la pct. 9 lit. h) pentru încheierea contractului de execuție; termenul maxim de obținere a autorizației de construire a obiectivului de la locul de producere/de consum și de producere, inclusiv a instalației de utilizare, este prevăzut la pct. 6.1 lit. i); dovada obținerii autorizației de construire se transmite cu celeritate la operatorul de rețea;

p¹) obținerea autorizației de înființare în termenul prevăzut la pct. 9 lit. h) pentru încheierea contractului de execuție; termenul maxim de obținere a autorizației de înființare este prevăzut la art. 36 alin. (5)²) din Regulament; termenul poate fi prelungit în condițiile prevăzute în Regulament; dovada obținerii autorizației de înființare se transmite cu celeritate la operatorul de rețea;

q) permiterea exercitării, cu titlu gratuit, de către operatorul de rețea a drepturilor de uz și de servitute pentru exploatarea și întreținerea instalației de racordare în folosul propriu; această obligație se precizează în contractul de distribuție/transport încheiat de utilizator cu operatorul de rețea sau, în situația unui loc de consum pentru care utilizatorul nu încheie direct un asemenea contract, se include în contractul de furnizare a energiei electrice încheiat de utilizator;

r) încheierea convenției-cadru pentru predarea în exploatarea operatorului de către utilizator a instalației de racordare recepționate și puse în funcțiune conform procesului-verbal de recepție a punerii în funcțiune a instalației de racordare;

s) achitarea către operator a costului a cărui valoare este prevăzută la pct. 4.7, în conformitate cu prevederile Regulamentului.

ș) să pună la dispoziția operatorului contorul de măsurare a energiei electrice și documentele justificative prevăzute la pct. 6.1 lit. ș)

t) transmiterea la operatorul de rețea a actului adițional semnat ca urmare a cererii operatorului de rețea de prelungire a duratei contractului de racordare prevăzute la pct. 13.10 alin. (4)²⁹).

11. Modalități de plată

11.1. Părțile convin ca utilizatorul să plătească tariful de racordare către operator:

a) într-o singură tranșă, în termen de 20 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract;

b) într-un număr de **1** rate, conform graficului de eşalonare a ratelor de plată, care face parte integrantă din prezentul contract. Prin graficul de eşalonare sunt stabilite valorile și termenele ratelor de plată, termenele corelându-se cu fazele de realizare a lucrărilor.

11.2. Costurile prevăzute la pct. 4.2 și/sau 4.3 pentru lucrările de întărire se achită operatorului de către utilizator conform graficului de eşalonare a plăților, care face parte integrantă din prezentul contract.

11.3. Costurile lucrărilor de deviere sau de îndeplinire a condițiilor de coexistență, prevăzute la pct. 4.4, se achită operatorului de către utilizator în termen de 20 zile lucrătoare de la data semnării prezentului contract .

11.4. Utilizatorul face plățile prevăzute la pct. 11.1, 11.2 și 11.3 în baza facturilor emise de operator. Operatorul emite câte o factură pentru fiecare din tranșele de plată și o transmite utilizatorului cu 15 zile lucrătoare înainte de termenul de plată corespunzător, prevăzut în contract.

11.5. Compensația bănească prevăzută la pct. 4.6 se achită de către utilizator anterior termenului pentru punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare.

11.6. Costurile prevăzute la pct. 4.7 se achită de către utilizator anterior termenului pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe.

11.7. Operatorul rambursează utilizatorului contravaloarea grupului de măsurare a energiei electrice sau a blocului de măsură și protecție complet echipat, inclusiv a contorului de măsurare a energiei electrice, până cel târziu la termenul prevăzut la pct. 5.1.

12. Modificarea valorii lucrărilor din contract

12.1. În cazul în care lucrările de racordare cuprind instalații electrice cu tensiunea de 110 kV sau mai mare, valoarea lucrărilor din contract se actualizează, dacă este cazul, după elaborarea documentației tehnico-economice, cu respectarea prevederilor legale.

12.2. În situația în care tariful de racordare prevăzut la pct. 4.1 este stabilit total sau parțial pe bază de deviz, valoarea lucrărilor din contract se modifică, dacă este cazul, în funcție de valoarea contractului de execuție, cu respectarea prevederilor legale. Dacă tariful de racordare este stabilit parțial pe bază de deviz, modificarea se poate face numai pentru elementele stabilite pe bază de deviz.

12.3. În situațiile prevăzute la pct. 12.1 și 12.2, valoarea modificată a lucrărilor din contract se reglementează între părți prin acte adiționale, în care se stabilesc termenele și modalitățile de plată a diferențelor de către utilizator sau de restituire a acestora de către operator.

13. Începerea și sistarea lucrărilor, derularea contractului, prelungirea duratei de execuție, finalizarea contractului

13.1. Activitățile aferente lucrărilor de execuție a instalației de racordare încep numai după:

a) achitarea de către utilizator a tarifului de racordare integral/a primei rate, conform pct. 11.1 și graficului de eșalonare la plată a ratelor, care face parte integrantă din contract;

b) obținerea autorizației de construire a obiectivului și a acordului/autorizației pentru executarea instalației de racordare;

b[^]1) obținerea autorizației de înființare aferente capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere;

c) constituirea, dacă este cazul, a garanției financiare în condițiile prevăzute la pct. 10 lit. d);

d) încheierea cu deținătorul dreptului de proprietate asupra terenurilor afectate de instalația de racordare de convenții/ contracte privind condițiile de exercitare de către operator a drepturilor de uz și de servitute; **Nu este cazul**

e) încheierea cu deținătorul dreptului de proprietate asupra terenurilor afectate de instalațiile electrice deviate de convenții/ contracte privind condițiile de exercitare de către operator a drepturilor de folosință și/sau de uz și de servitute;

f) obținerea autorizației de construire și/sau de desființare pentru lucrarea de deviere.

13.2. Dacă utilizatorul nu achită integral valoarea unei rate în conformitate cu valorile și termenele prevăzute în graficul de eșalonare a ratelor, în condițiile în care operatorul a emis factura conform dispozițiilor de la pct. 11.4, operatorul este în drept să sisteze executarea lucrărilor. Dacă utilizatorul achită integral valoarea ratei în termen de maximum 3 luni de la data prevăzută în graficul de eșalonare a ratelor, operatorul reia executarea lucrărilor în maximum 30 de zile de la data efectuării plății, durata de execuție a lucrărilor de racordare convenită la pct. 9 lit. i) prelungindu-se corespunzător. În situația

în care utilizatorul nu achită valoarea ratei în termen de 3 luni, se aplică prevederile pct. 16.1 referitoare la rezilierea contractului.

13.3. Părțile pot stabili de comun acord, prin acte adiționale, prelungirea perioadei de realizare a lucrărilor de racordare sau a oricărei faze de realizare a acestora în situația în care, din cauze ce nu pot fi imputate operatorului, se ajunge la întârzieri în executarea lucrărilor.

13.4. Prin actele adiționale prevăzute la pct. 13.3 se modifică și graficul de eșalonare a ratelor de plată, corelat cu noile termene de executare a lucrărilor.

13.5. Contractul se consideră finalizat numai după semnarea de către comisia de recepție a procesului-verbal de recepție a punerii în funcțiune a instalației de racordare, prin care se confirmă că lucrările au fost executate conform proiectului și contractului, și după ce a fost pusă sub tensiune finală ultima etapă a instalației de utilizare, cu asigurarea în rețeaua electrică din amonte de punctul de racordare a tuturor condițiilor tehnice necesare racordării, conform prevederilor Regulamentului.

13.6.

(1) Operatorul execută garanția financiară constituită de utilizator în situațiile în care utilizatorul nu își îndeplinește oricare dintre obligațiile referitoare la: ; **Nu este cazul**

a) condițiile și termenele de achitare a tarifului de racordare, prevăzute la pct. 11.1;

b) realizarea instalației de utilizare și predarea la operator a dosarului instalației de utilizare, conform prevederilor pct. 10 lit. e) și k);

c) respectarea etapelor de dezvoltare a locului de consum și/sau de producere, respectiv a evoluției în timp a puterii aprobate pentru consum și/sau evacuare prevăzute la pct. 10 lit. e) și, în cazul unui loc de producere/loc de consum și de producere, depunerea documentelor prevăzute la pct. 10 lit. l).

d) în cazul în care autorizația de construire a obiectivului de la locul de consum și/sau de producere ce urmează a fi racordat la rețeaua electrică nu este obținută în termenele prevăzute în contractul de racordare;

e) în cazul în care autorizația de înființare aferentă capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere nu este obținută în termenul prevăzut la art. 36 alin. (5²) din Regulament, cu luarea în considerare a prevederilor art. 36 alin. (5⁴)-(5⁷) din Regulament;

f) în 6 luni de la data încetării valabilității autorizației de înființare acordate de ANRE, aferentă capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere, dacă în acest termen ANRE nu a acordat o nouă autorizație de înființare pentru această capacitate energetică. Prin excepție, în situația încetării valabilității autorizației de înființare ca urmare a retragerii acesteia, ANRE poate stabili în cadrul deciziei de retragere un termen mai lung decât cel menționat anterior, situație în care garanția financiară se execută la împlinirea termenului stabilit.

(2) Suplimentar situațiilor prevăzute la alin. (1), operatorul execută garanția financiară constituită de utilizator în cazul în care utilizatorul solicită încetarea valabilității avizului tehnic de racordare.

13.7. Garanția financiară constituită de utilizator încetează/se restituie utilizatorului: ; **Nu este cazul**

a) la punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare, cu asigurarea în rețeaua electrică din amonte de punctul de racordare a tuturor condițiilor tehnice necesare racordării, cu excepția situației în care garanția se execută conform prevederilor pct. 13.6;

b) la încetarea contractului de racordare, cu excepția rezilierii și/sau în situațiile prevăzute la pct. 13.6.;

13.8. În cazul în care se constată întârzieri față de termenele de realizare a etapelor de dezvoltare prevăzute la pct. 10 lit. e), operatorul are dreptul să sisteze executarea lucrărilor până când utilizatorul finalizează etapele de dezvoltare a locului de consum și/sau de producere întârziate, inclusiv instalația de utilizare aferentă.

13.9. În situația punerii sub tensiune a instalației de utilizare pentru perioada de probe anterior realizării tuturor lucrărilor de întărire prevăzute în avizul tehnic de racordare, operatorul este îndreptățit, până la realizarea lucrărilor de întărire, să limiteze puterea evacuată de locul de producere/locul de consum și de producere, dacă această măsură se impune în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național. În situația centralelor dispecerizabile, măsura este dispusă de operatorul de transport și de sistem.

13.10.

(1) Utilizatorul are dreptul de a solicita prelungirea duratei contractului cu durate succesive de 12 luni, ca urmare a prelungirii termenelor prevăzute în contract pentru punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare, condiționat de constituirea de către utilizator a garanției financiare în conformitate cu prevederile pct. 10 lit. e¹).

(2) Cererea de prelungire a duratei contractului de racordare trebuie înregistrată de către utilizator la operator cu cel puțin 30 de zile calendaristice înainte de data de încetare a contractului prevăzută la pct. 5.1.

(3) În această situație, obligațiile operatorului și ale utilizatorului sunt prevăzute la pct. 9 lit. aa), respectiv la pct. 10 lit. e¹) și e²), iar documentele care dovedesc constituirea garanției financiare, în forma și cu valoarea precizate la pct. 10 lit. e¹), devin documente ale contractului conform prevederilor pct. 6.1 lit. c¹).

(4) Operatorul de rețea are dreptul de a solicita prelungirea duratei contractului de racordare cu durate succesive de 12 luni, ca urmare a necesității prelungirii termenului pentru efectuarea lucrărilor pentru realizarea instalației de racordare și/sau a lucrărilor de întărire a rețelei electrice, a căror realizare este în responsabilitatea operatorului de rețea, conform prevederilor contractului, caz în care prelungirea duratei contractului de racordare se realizează la inițiativa operatorului, prin încheierea de acte adiționale la contract. În această situație, obligațiile operatorului și ale utilizatorului sunt prevăzute la pct. 9 lit. ab) și pct. 10 lit. t¹)²⁹).

(5) În cazul în care cererea de prelungire a duratei contractului de racordare nu este transmisă de către utilizator sau, după caz, de către operatorul de rețea cu cel puțin 30 de zile calendaristice înainte de data de încetare a contractului prevăzută la pct. 5.1, durata de valabilitate a contractului de racordare se prelungește cu 30 de zile necesare încheierii actului adițional la contract.

14. Dreptul de proprietate

14.1. Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3.4 finanțate de către utilizatori sunt în proprietatea acestora și sunt exploatate de către operatorii de rețea, în baza convenției-cadru pentru predarea în exploatare de către utilizator operatorului a instalației de racordare.

14.2. Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3.4 finanțate de către operatorii de rețea sunt în proprietatea acestora.

14.3. În cazul în care utilizatorul dorește să renunțe la convenția prevăzută la pct. 14.1, iar la instalația de racordare sunt racordați alți utilizatori, operatorul de rețea preia în proprietate instalația de racordare cu justă despăgubire, conform reglementărilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei.

14.4. Instalațiile electrice și terenurile aferente acestora preluate în proprietate de operatorul de transport și de sistem trebuie să îndeplinească criteriile prevăzute de legislația în vigoare referitoare la preluarea în proprietate publică.

15. Forța majoră

În situații de forță majoră, conform art. 1.351 alin. (2) din Codul civil, părțile sunt exonerate de răspundere pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate prin prezentul contract pe toată perioada în care aceasta acționează.

16. Rezilierea contractului

16.1. Nerespectarea obligațiilor asumate prin prezentul contract de către una dintre părți dă dreptul celeilalte părți de a cere rezilierea contractului și de a pretinde plata de daune-interese. Partea prejudiciată va solicita rezilierea contractului în scris celeilalte părți, cu cel puțin 15 zile lucrătoare înainte de data solicitată pentru reziliere.

16.2. În cazul rezilierii contractului la cererea scrisă a utilizatorului, operatorul întocmește, în termen de 15 zile lucrătoare de la primirea solicitării, situația privind lucrările executate și echipamentele/materialele deja aprovizionate, după care se stabilesc sumele ce trebuie reținute din valoarea lucrărilor prevăzute la pct. 4 și daunele.

16.3. Contravaloarea lucrărilor executate total sau parțial (proiectare, avize, acorduri, autorizații, asistență tehnică, consultanță, elemente fizice etc.) până la momentul rezilierii contractului, precum și a echipamentelor/materialelor deja aprovizionate nu se restituie utilizatorului; se returnează acestuia doar sumele rămase neutilizate.

17. Încetarea contractului

17.1. (1) Contractul încetează de drept în următoarele condiții:

- a) la data finalizării contractului conform pct. 13.5;
- b) la data împlinirii termenului maxim pentru care a fost încheiat;
- c) în cazul în care autorizația de construire a obiectivului ce urmează a fi racordat la rețeaua electrică este anulată de către organele administrației publice locale sau de alte organe abilitate ale statului;
- d) în conformitate cu prevederile pct. 15;
- e) în situația în care utilizatorul nu face nicio plată în baza contractului în termen de 6 luni de la data semnării;
- f) în cazul în care autorizația de construire a obiectivului de la un loc de producere/de consum și de producere ce urmează a fi racordat la rețeaua electrică nu este obținută în termenele prevăzute la pct. 6.1 lit. i);
- g) în cazul în care utilizatorul solicită încetarea valabilității avizului tehnic de racordare.
- h) în cazul în care autorizația de înființare aferentă capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere nu este obținută în termenul prevăzut la art. 36 alin. (5²) din Regulament, cu luarea în considerare a prevederilor art. 36 alin. (5⁴)-(5⁷) din Regulament;
- i) la 6 luni de la data încetării valabilității autorizației de înființare acordate de ANRE, aferentă capacității energetice de producere a energiei electrice, inclusiv capacității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare și instalațiilor de stocare de la locul de producere/de consum și de producere, dacă în acest termen ANRE nu a acordat o nouă autorizație de înființare pentru această capacitate energetică. Prin excepție, în situația încetării valabilității autorizației de înființare ca urmare

a retragerii acesteia, ANRE poate stabili în cadrul deciziei de retragere un termen mai lung decât cel menționat anterior.

(2) În situațiile prevăzute la alin. (1) lit. c), f), h) și i), operatorul restituie utilizatorului sumele deja achitate de acesta conform contractului.

17.2. Părțile pot hotărî de comun acord încetarea contractului prin acordul lor scris.

17.3. Contractul poate fi reziliat în conformitate cu prevederile pct. 16.

18. Penalități

18.1. În cazul în care operatorul nu își îndeplinește obligațiile asumate prin prezentul contract în condițiile prevăzute la pct. 9, operatorul are obligația de a plăti ca penalități o sumă echivalentă cu dobânda datorată pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, corespunzătoare sumei totale plătite de utilizator conform contractului, pentru fiecare zi de întârziere, până la îndeplinirea efectivă a obligațiilor aferente asumate.

18.2. În cazul în care utilizatorul nu execută plățile către operator în conformitate cu prevederile pct. 11 și numai în condițiile în care operatorul a executat sau a contractat serviciul de proiectare și/sau de execuție a lucrărilor aferente plăților neefectuate de utilizator ori a achitat autorităților competente taxele legale pentru emiterea de avize, autorizații, utilizatorul are obligația de a plăti o dobândă penalizatoare aplicată sumei neachitate, corespunzătoare ca procent dobânzii datorate pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, pentru fiecare zi de întârziere, până la data plății (exclusiv).

19. Soluționarea litigiilor

19.1. Părțile vor face toate demersurile pentru a rezolva pe cale amiabilă orice neînțelegere sau dispută care se poate ivi între ele în cadrul sau în legătură cu îndeplinirea contractului.

19.2. În cazul în care, după 15 zile de la apariția unei divergențe contractuale, părțile nu reușesc să o rezolve în mod amiabil, fiecare poate solicita ca disputa să se soluționeze de către instanța judecătorească competentă.

20. Limba care guvernează contractul

Limba care guvernează contractul este limba română.

21. Comunicări

21.1. Orice comunicare/notificare între părți referitoare la îndeplinirea prezentului contract se consideră valabil îndeplinită dacă se transmite celeilalte părți, în scris, la adresa de corespondență sau numărul de fax sau la adresa de e-mail menționate în prezentul contract, cu condiția existenței unei confirmări de primire.

21.2. În cazul în care comunicarea/notificarea se transmite prin e-mail sau fax, aceasta se consideră primită de destinatar în prima zi lucrătoare ulterioară celei în care a fost expediată.

21.3. Comunicările/Notificările verbale nu sunt luate în considerare de niciuna din părți dacă nu sunt consemnate prin una dintre modalitățile prevăzute mai sus.

22. Legea aplicabilă contractului

Contractul va fi interpretat și executat conform legilor din România.

23. Alte clauze

23.1 Prestatorul/Furnizorul/Contractorul/Utilizatorul are obligația de a respecta prevederile Codului de etică și conduită profesională al Achizitorului care îi sunt incidente. Codul de etică și conduită profesională al Achizitorului este disponibil la adresa: <http://www.distributie-energie.ro>.

23.2 Atunci când prelucrează date cu caracter personal în legătură cu prezentul contract, fiecare Parte se obligă să se conformeze cu legislația aplicabilă privind protecția datelor cu caracter personal, incluzând, dar fără a se limita la prevederile Regulamentului, legislația de punere în aplicare și deciziile pe care Autoritatea de supraveghere din România (ANSPDCP) le poate emite din când în când în legătură cu acestea.

Fiecare Parte va divulga celeilalte Părți date cu caracter personal privind angajații sau reprezentanții săi responsabili cu executarea prezentului contract. Aceste date vor consta în: datele de identificare, poziție, angajator, număr de telefon, adresa de e-mail a angajaților/reprezentanților relevanți.

Pentru evitarea oricărui dubiu, Părțile iau cunoștință și convin ca fiecare Parte să determine, în mod independent, scopul/scopurile și mijloacele de prelucrare a datelor cu caracter personal în legătură cu acest contract. Mai precis, Părțile convin prin prezenta și confirmă ca nu o să acționeze ca operatori asociați sau să fie într-o relație tip operator-persoană împuternicită de operator, fiecare parte acționând ca un operator de date independent pentru propria prelucrare a datelor în legătură cu prezentul contract și niciuna dintre Părți nu acceptă vreo răspundere pentru o încălcare de către cealaltă Parte a legislației aplicabile.

În cazul în care apar circumstanțe în care oricare dintre Părți acționează ca o persoană împuternicită a celeilalte Părți, sau ca un operator asociat împreună cu cealaltă Parte în legătură cu acest contract, Părțile se obligă să încheie un acord cu caracter obligatoriu în conformitate cu prevederile din articolele 28 și 26 din Regulament, precum și cu alte prevederi legale relevante.

23.3 Alte clauze specifice:

24. Dispoziții finale

24.1. Pentru neexecutarea, în totalitate sau parțial, a obligațiilor prevăzute în prezentul contract, părțile răspund conform prevederilor legale în vigoare.

24.2. Orice schimbare privind datele de identificare ale părților semnatare, menționate la pct. 1, se va comunica, în scris, celeilalte părți, în termen de cel mult 5 zile lucrătoare de la data survenirii modificării.

24.3. Toate modificările intervenite în contractul de racordare se vor face numai prin act adițional, semnat de ambele părți.

Prezentul contract s-a încheiat astăzi, **24.09.2026** în 2 (două) exemplare, deopotrivă originale, dintre care unul la utilizator și unul la operator.

OPERATOR
Distributie Energie Electrica Romania
Sucursala Mures

UTILIZATOR
TOP ELECTRO SRL

Director Sucursala Mures
Florinel Ionel OROSZ

WEINGARTNER
JENS

Şef S.A.R.
ALEXANDRU CRISTIAN GRAMA

Alexandru-
Cristian Grama

Semnăt digitală de
Alexandru-Cristian Grama
Data: 2026.09.25 09:12:10
+03:00

Serviciu A.R.
Mirela Rosca

Jens
Weingartner

Digitally signed by
Jens Weingartner
Date: 2026.09.28
09:09:39 +03'00'

ANEXA la contract

DEFINITII

<i>Compensație (bănească)</i>	<i>Suma de bani pe care utilizatorul o plătește primului utilizator, în cazul în care urmează să beneficieze de instalația de racordare realizată pentru acesta din urmă</i>
<i>Data semnării</i>	<i>Data depunerii la operatorul de rețea a contractului semnat de ambele părți</i>
<i>Daune</i>	<i>Prejudicii suferite de una sau ambele părți semnatare ale contractului</i>
<i>Daune interese</i>	<i>Compensări sau despăgubiri bănești acordate pentru acoperirea prejudiciului cauzat fie prin neexecutarea totală sau parțială ori executarea necorespunzătoare a obligației contractuale a debitorului, fie prin simpla întârziere în executarea unei obligații contractuale</i>
<i>Încredințare directă</i>	<i>Procedul prin care realizarea instalației de racordare este contractată de operatorul de rețea direct cu un proiectant/ executant atestat, ales de către utilizator, care cere în scris, în mod expres, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare</i>
<i>Lucrări de întărire generale</i>	<i>lucrările de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de consum și/sau de producere</i>
<i>Lucrări de întărire specifice</i>	<i>lucrările de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării/consumului puterii aprobate exclusiv pentru locul de consum și/sau de producere în cauză</i>
<i>Prim utilizator</i>	<i>Un utilizator pentru care, în baza tarifului de racordare achitat, se realizează o instalație de racordare folosită ulterior și pentru racordarea altor utilizatori, respectiv un utilizator al cărui loc de producere/consum și de producere este pus sub tensiune primul ca urmare a achitării costurilor care revin celorlalți utilizatori pentru aceleași lucrări de întărire generale</i>