

PROIECT: „PARC FOTOVOLTAIC”

Sursa de finanțare: Programul cheie nr. 9 – Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi

STUDIU DE FEZABILITATE
elaborat conform HG 907/ 2016

Revizie august 2025

Titlu proiect

- PARC FOTOVOLTAIC 7 MW -



Denumire solicitant	S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A.
Numar de inregistrare la Registrul Comertului	J35/1183/1998
Cod Unic de Inregistrare/ CIF	RO 11178217
Adresa sediu social	Strada Aeroport nr. 2, Comuna Ghiroda judetul Timis
E-mail:	office@aerotim.ro

FOAIE DE SEMNATURI
DATE DE CONTACT COLECTIV ELABORARE PROIECT

1.Proiectant:	Date de contact	Semnatura/ stampila
S.C. ASC XLAED BUSINESS HUB S.R.L.	Adresa: Mun. Bucuresti, Bdl Theodor Pallady, nr. 3 Bl. Tel.: 0736.678.345 E-mail: proiectare@xlaed.ro Reprezentata prin: Felix Căprariu Nr. si data contract: 41785/29.11.2022 Numele si prenumele proiectantilor pe specialitati: Expert studii de fezabilitate: Raluca Bumbac Expert energie: Felix Căprariu Ing. Alexandru Suditu Ing. Lucian Baron Ing. Silviu Ateodoresei Contract nr. 10524/25.03.2025	    

LISTĂ ACRONIME

AC	Autorizație de Construire
APM	Agenția pentru Protecția Mediului
ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
BEI	Banca Europeană de Investiții
CAEN	Clasificarea activităților din economia națională
CA	Curent alternativ
CC	Curent continuu
CCTV	Closed-circuit television (Subsistem de supraveghere video)
CE	Comisia Europeană
CEI	Comisiei Electrotehnice Internationale
CF	Carte Funciara
CU	Certificat de Urbanism
CUI	Codul Unic de Înregistrare
CUT	Coeficientul de Utilizare al Terenului
DNSH	Do No Significant Harm („A nu prejudicia în mod semnificativ”)
GES	Gaze cu efect de seră
FM	Fondul pentru Modernizare
km	Kilometru
kW	Kilowatt
LES	Linia subterana de energie
MIPE	Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene
MO	Monitorul Oficial
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MTI	Ministerul Transporturilor și Infrastructurii
MT	Medie Tensiune
MW/MWh	Megawatt / Megawatt oră
NP	Normativ de proiectare
OD	Operator de Distribuție
ONU	Organizația Națiunilor Unite
OPCOM	Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale
OTC	Over the Counter
OUG	Ordonanța de Urgență a Guvernului
PC	Punct de conexiune
PCCB	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PNIESC	Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice
POT	Procentul de Ocupare al Terenului
PT	Punct de transformare
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
RA	Regie Autonomă
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (Monitorizare, Control și Achiziții de Date)
SEN	Sistemul Electroenergetic Național
SF	Studiu de Fezabilitate
SPP	Subsistem de detecție a intruziunii perimetrului
STC	Standard test conditions (Condiții standard de testare)
T tone tep	Tone echivalent petrol
UE	Uniunea Europeană
UPS	Uninterruptible power supply (Sursă de alimentare neîntreruptibilă)

CUPRINS

PARTEA 1 – STUDIU DE FEZABILITATE	6
-continut – cadru -	6
(A) PIESE SCRISE	6
1. Informatii generale privind obiectivul de investitii	6
1.1. Denumirea obiectivului de investitii:	6
1.2. Ordonator principal de credite/ investitor:	6
1.3. Ordonator de credite (secundar/ tertiar) dupa caz:	6
1.4. Beneficiarul investitiei:	6
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	6
2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/proiectului de investitii	7
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza	7
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie, acorduri relevante, structuri institutionale si financiare	7
2.3. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor	13
2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii.	14
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice	23
3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii	24
3.1. Particularitati ale amplasamentului:	24
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional-arhitectural si tehnologic:	33
3.3. Costurile estimative ale investitiei:	54
3.4. Studii de specialitate, in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor, dupa caz.	58
3.5. Grafice orientative de realizare a investitiei	60
4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico- economic (e) propus (e)	61
4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta	61
4.2. Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factori de risc, antropici si naturali, inclusiv de schimbari climatice, ce pot afecta investitia	62
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum:	62
4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii:	63
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii	68
4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate; sustenabilitatea financiara	76
4.7 Analiza economica, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta economica: valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate si raportul cost-beneficiu sau, dupa caz, analiza cost-eficacitate	85
*valoarea aferentă pentru cei 18 ani de analiză.	88
Verificarea rentabilității economice a proiectului:	88
4.8. Analiza de senzitivitate	89
4.9. Analiza de riscuri, masuri de prevenire/diminuare a riscurilor	91
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic (a) optim (a), recomandat (a)	100

5.1. Comparatia scenariilor/optiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilitatii si riscurilor.....	100
5.2. Selectarea si justificarea scenariului/optiunii optim (e) recomandat (e).....	101
5.3. Descrierea scenariului/optiunii optim (e) recomandat (e) privind:	101
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii:.....	114
5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punctul de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicabile constructiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	116
5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investitiei publice, ca urmare a analizei financiare si economice: fonduri proprii, credite bancare, alocatii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.	116
6. Urbanism, acorduri si avize conforme.....	117
6.1. Certificatul de urbanism emis in vederea obtinerii autorizatiei de construire	117
6.2. Extras de carte funciara, cu exceptia cazurilor speciale, expres prevazute de lege.....	118
6.3. Actul administrativ al autoritatii competente pentru protectia mediului, masuri de diminuare a impactului, masuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu in documentatia tehnico-economica	118
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilitatilor	118
6.5. Studiu topografic, vizat de catre Oficiul de Cadastru si Publicitate Imobiliara	118
6.6. Avize, acorduri si studii specifice, dupa caz, in functie de specificul obiectivului de investitii si care pot conditiona solutiile tehnice	118
7. Implementarea investitiei	119
7.1. Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei	119
7.2. Strategia de implementare, cuprinzand: durata de implementare a obiectivului de investitii (in luni calendaristice), durata de executie, graficul de implementare a investitiei, esalonarea investitiei pe ani, resurse necesare.....	119
7.3. Strategia de exploatare/operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare.....	121
7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale	121
8. Concluzii si recomandari.....	126
(A) PIESE SCRISE.....	127
(B) PIESE DESENATE.....	127

PARTEA 1 – STUDIU DE FEZABILITATE
-continut – cadru¹ -

(A) PIESE SCRISE**1. Informații generale privind obiectivul de investiții****1.1. Denumirea obiectivului de investiții:**

“PARC FOTOVOLTAIC 7 MW”

1.2. Ordonator principal de credite/ investitor:

Ministerul Transporturilor și Infrastructurii / S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A..

1.3. Ordonator de credite (secundar/ terțiar) după caz:

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției:

Denumire solicitant:	S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A.
Adresa:	Strada Aeroport nr. 2, Comuna Ghiroda judetul Timis
Cod unic de înregistrare:	RO 11178217
Numar de înregistrare:	J35/1183/1998
E-mail:	office@aerotim.ro
Forma juridica:	SOCIETATE PE ACTIUNI

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant:	S.C. ASC - XLAED BUSINESS HUB S.R.L.
Adresa sediul social:	Municipiul Bucuresti, Bdl Theodor Pallady, nr. 3 Bl. X1, Sc. A, Et.5, Ap.21, Sector 3
Reprezentata de:	Felix Căprariu
Telefon:	0736.678.345
E-mail:	proiectare@xlaed.ro
Cod unic de înregistrare:	RO 36203626
Nr. de ordine în Registrul Comertului:	J40/8296/2016

Consultant:	
Adresa sediul social:	
Reprezentata de:	
Telefon:	
E-mail:	
Cod unic de înregistrare:	
Nr. de ordine în Registrul Comertului:	

¹ Continutul cadru al studiului de fezabilitate poate fi adaptat, în funcție de specificul și complexitatea obiectivului de investiții propus

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

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

Anterior prezentei documentatii nu a fost intocmit un studiu de fezabilitate.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie, acorduri relevante, structuri institutionale si financiare

Context general:

Prezenta documentatie este elaborata in vederea depunerii unui proiect cu finantare nerambursabila de catre S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A. in calitate de solicitat, in cadrul **Schemei de ajutor de stat** privind *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei, în cadrul Programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi*, finantata prin Fondul pentru Modernizare – in conformitate cu **Ghidul Solicitantului** *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei*.

SCHEMA de ajutor de stat privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei, aprobată prin Ordinul nr. 3864/2024 emis de MINISTERULUI TRANSPORTURILOR ȘI INFRASTRUCTURII din 20 noiembrie 2024, bazată pe procedură de ofertare concurențială, vizează: sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile solare pentru autoconsum, precum și în sisteme de stocare a energiei, realizate de administratorii aerodromurilor civile certificate din România, în scopul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie în mixul total de energie și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, precum și al decongestionării Sistemului energetic național (SEN).

La momentul elaborării prezentei documentatii solicitantul desfășoară activitate economica in domeniul serviciilor anexe de transport aerian, având autorizat codul CAEN 5223 – Activitati de servicii anexe transporturilor aeriene.

In conformitate cu REGISTRUL UNIC DE EVIDENȚĂ A AERODROMURILOR CIVILE CERTIFICATE DIN ROMÂNIA in baza Regulamentului (UE) nr. 139/2014 gestionat de AUTORITATEA AERONAUTICĂ CIVILĂ ROMÂNĂ, Aeroportul Internațional TIMIȘOARA-TRAIAN VUIA are indicativul ICAO – LRCL (LRTR), nr. RO-16 si este operat de **S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A.**

Prin prezentul proiect de investitii solicitantul **S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A.** are ca **obiectiv principal** crearea unei capacitati noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, respectiv din energie solara cu realizarea capacității noi de stocare integrate a energiei electrice (în spatele contorului), montare pompe de căldură.

Contextul financiar:

FONDUL PENTRU MODERNIZARE

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a

cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare.

În România, Fondul pentru Modernizare va finanța investiții din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei și va fi implementat prin intermediul unor programe-cheie în cadrul fiecărui program-cheie fiind definite unul sau mai multe domenii de investiții

Domeniul de aplicare: vizează domenii de politică de importanță europeană structurate pe șase piloni:

1. tranziția verde;
2. transformarea digitală;
3. creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii, inclusiv coeziune economică, locuri de muncă, productivitate, competitivitate, cercetare, dezvoltare și inovare, precum și o piață internă funcțională, cu IMM-uri puternice;
4. coeziune socială și teritorială;
5. sănătate și reziliență economică, socială și instituțională, având drept scop, printre altele, creșterea nivelului de pregătire pentru situații de criză și a capacității de reacție la criză; și
6. politici pentru generația următoare, copii și tineret, cum ar fi educația și competențele.

Principiile mecanismului:

- Sprijinul acordat în cadrul mecanismului nu se substituie cheltuielilor bugetare naționale recurente, decât în cazuri justificate corespunzător, și respectă principiul aditivității fondurilor Uniunii menționat la articolul 9 din Regulamentul (UE) 2021/241 al Parlamentului European și al Consiliului din 12 februarie 2021;
- Mecanismul sprijină doar măsurile de sprijin care respectă principiul „de a nu prejudicia în mod semnificativ”, conform prevederilor.

Scopul Fondului pentru Modernizare: Intervenția vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul FM, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană, solară, hidro, geotermală, biomasă sau biogaz.

Obiectivul general al Fondului pentru Modernizare: Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, **Program-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi**

Obiectivul general urmărit al programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi, este:

implementarea pe aerodromurile civile certificate din România a unor proiecte de investiții în producția energie electrică din surse regenerabile, respectiv solară, cu sisteme de stocare, cu sau fără investiții în pompe de căldură, în conformitate cu strategia Uniunii Europene, promovată prin pachetul ”Pregătiți pentru 55”, de creștere a ponderii energiei din surse regenerabile, precum și ale angajamentelor Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030 (PNIESC)

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

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021;

c) implementarea Programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi stabilit în OUG nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare;

d) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;

e) reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie solară;

f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;

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

h) decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN) prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate.

În contextul Pactului Ecologic European și al ambițiilor în creștere privind neutralitatea climatică, România va trebui să accelereze investițiile și reformele în vederea decarbonării tuturor sectoarelor: energie, transport, clădiri și industrie.

Măsurile din Componenta Energie sunt propuse în baza Recomandărilor Specifice de Țară 2019-2020 și răspund provocărilor identificate în contextul Semestrului european pentru coordonarea politicilor economice, susținând tranziția verde și transformarea digitală, precum și creșterea economică, reziliența socială și economică, dar și crearea de locuri de muncă.

Totodată, prin reformele și investițiile propuse, Componenta Energie urmărește să abordeze principalele provocări ale sectorului energetic românesc în ceea ce privește poluarea aerului și decarbonizarea sectorului energetic prin eliminarea treptată a centralelor pe bază de cărbune și prin facilitarea implementării surselor regenerabile și alternative de energie, cum este hidrogenul verde.

De asemenea, urmărește să crească flexibilitatea rețelei electrice, să digitalizeze sectorul energetic, să reducă intensitatea energetică a industriei și să îmbunătățească guvernanta corporativă a întreprinderilor de stat din sectorul energetic.

În ceea ce privește obiectivele de mediu, măsurile vor urmări să nu aducă prejudicii semnificative în sensul articolului 17 din Regulamentul (UE) 2020/852 și vor respecta principiile din Ghidul tehnic DNSH (2021/C58/01) în raport cu cele șase obiective de mediu, respectiv:

- atenuarea schimbărilor climatice;
- adaptarea la schimbările climatice;
- utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și marine;
- economia circulară, inclusiv prevenirea și reciclarea deșeurilor;

- prevenirea și controlul poluării în aer, apă sau sol;
- protecția și restaurarea biodiversității și a ecosistemelor.

Măsurile propuse în Fondul pentru Modernizare trebuie puse în aplicare până în anul 2027.

Solicitanții eligibili sunt:

Administratorii Aerodromurilor civile certificate din România - operatori economici de tip societăți - microîntreprinderi, întreprinderi mici, mijlocii și întreprinderi mari, inclusiv întreprinderi nou înființate, precum și regiile autonome, legal constituite în conformitate cu legislația națională sau în conformitate cu legislația specifică din statul membru a cărei naționalitate o dețin și sunt deja înregistrate la ONRC în România la data depunerii cererii de finanțare.

Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030

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

Astfel, Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

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

Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050 este un document programatic care definește viziunea și stabilește obiectivele fundamentale ale procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul indică reperele naționale, europene și globale care influențează și determină politicile și deciziile din domeniul energetic.

Strategia Energetică a României propune ținte concrete, stabilește direcții clare și definește reperele prin care România își va menține poziția de producător de energie în regiune și de actor activ și important în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional. De asemenea, Strategia Energetică fundamentează poziționarea României în raport cu propunerile de reformă a pieței europene de energie, iar un loc important este destinat analizei contextului european și politicilor de creare a Uniunii Energetice din care România va face parte.

Strategia Energetică are opt obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2020-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național, corelată cu valoarea cheltuielilor de investiții. Implementarea prezentului proiect va contribui la atingerea obiectivului nr. 2. Energie curată și eficiență energetică.

Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate, creștere economică și accesibilitate, în contextul implementării noului pachet legislativ Energie curată pentru

toți europenii 2030, cu stabilirea Țintelor pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, a surselor regenerabile de energie și a eficienței energetice precum și cu perspectiva implementării de către România a Pactului Ecologic European 2050.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

1. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
2. Energie curată și eficiență energetică;
3. Modernizarea sistemului de guvernare corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
7. România, furnizor regional de securitate energetică;
8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Prezenta documentație tehnico-economică a fost întocmită în conformitate cu:

- **Hotărârea de Guvern nr. 907/ 2016**, privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- **Fondul pentru Modernizare;**
- **Ghidul Solicitantului** privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei, în cadrul Programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi
- **Regulamentul (UE) 2021/241 al Parlamentului European și al Consiliului din 12 februarie 2021**, regulament ce stabilește obiectivele acestuia, finanțarea sa, formele de finanțare din partea Uniunii în cadrul acestuia și normele privind furnizarea unei astfel de finanțări.

De asemenea, în elaborarea prezentei documentații s-a ținut cont de legislația Uniunii Europene (prevederile aplicabile prezentului proiect de investiție) și Legislația națională, prevăzută în Ghidul specific.

Principalele structuri instituționale și financiare în domeniul energiei sunt instituțiile publice cu atribuții specifice:

MINISTERUL ENERGIEI

Ministerul Energiei funcționează ca organ de specialitate al administrației publice centrale, în subordinea Guvernului României, care aplică strategia și Programul de guvernare în domeniul energetic și al resurselor energetice, care aplică strategia și Programul de guvernare în domeniile producției, transportului, distribuției și furnizării energiei electrice și termice, inclusiv a energiei din surse regenerabile/ verzii, hidrogen sau alte surse alternative/ neconvenționale de energie, în domeniul exploatarei, procesării, transportului, distribuției și valorificării resurselor minerale energetice/ hidrocarburi, on-shore sau off-shore cărbune, uraniu, petrol și gaze naturale și derivate ale acestora, în domeniul nuclear civil al gestionării deșeurilor radioactive și al managementului apei grele, în domeniul întreținerii și verificărilor tehnice periodice al echipamentelor energetice, în domeniul eficienței energetice și al pactului ecologic „Pactul Ecologic European”, în concordanță cu cerințele economiei de piață și pentru stimularea inițiativei operatorilor economici.

Pactul Ecologic European este un set de inițiative politice ale Comisiei Europene cu scopul general de a face Europa climatică neutră în 2050. De asemenea, va fi prezentat un plan de evaluare a impactului pentru a crește obiectivul UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru 2030 la cel puțin 50% și spre 55% comparativ cu nivelurile din 1990.

MINISTERUL INVESTIȚIILOR ȘI PROIECTELOR EUROPENE

Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene (până în 2020- Ministerul Fondurilor Europene) este organul de specialitate al administrației publice centrale, în subordinea Guvernului României, prin intermediul căruia sunt gestionate afacerile europene și absorbția fondurilor europene venite din partea Uniunii Europene. În cadrul ministerului funcționează Agentul Guvernului României pentru Curtea de Justiție și Tribunalul UE.

MINISTERUL TRANSPORTURILOR ȘI INFRASTRUCTURII

Ministerul Transporturilor și Infrastructurii (MTI) este organul de specialitate al administrației publice centrale care stabilește politica în domeniul transporturilor la nivel național, elaborează strategia și reglementările specifice de dezvoltare și armonizare a activităților de transport în cadrul politicii generale a Guvernului și îndeplinește rolul de autoritate de stat în domeniul transporturilor.

Ministerul Transporturilor și Infrastructurii a elaborat Ghidul Solicitantului pentru entitățile care doresc să obțină finanțare din fondurile alocate României prin Fondul pentru modernizare (FM) pentru proiecte de investiții în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei, în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon și atingerii obiectivelor asumate de România în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC).

AUTORITATEA NATIONALA DE REGLEMENTARE IN DOMENIUL ENERGIEI

ANRE este o instituție publică autonomă din România, de interes național cu personalitate juridică, aflată în subordinea Parlamentului României. ANRE are misiunea de a crea și aplica sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului energiei și piețelor de energie electrică, energie termică și gaze naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE colaborează cu autorități publice și organisme ale societății civile, agenți economici din sectorul energiei electrice, energiei termice și gazelor naturale, cu organizații internaționale din domeniu, pentru a asigura transparența și obiectivitatea procesului de reglementare.

În sectorul pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale ANRE are următoarele atribuții:

- emite, modifică sau retrage autorizații și licențe;
- emite reglementări tehnice și comerciale, asigură accesul și racordarea la rețelele de energie electrică și gaze naturale;
- emite și aproba metodologii de stabilire a prețurilor și tarifelor;
- aproba prețuri și tarife;
- asigură monitorizarea funcționării piețelor de energie electrică și gaze naturale;
- promovează producerea de energie din surse regenerabile și cogenerare.

În îndeplinirea atribuțiilor și competențelor sale, contribuie la realizarea următoarelor obiective generale:

- promovarea unei piețe interne europene de energie electrică și gaze naturale sigură, competitivă și durabilă din punct de vedere al mediului și al unei deschideri efective a acesteia în beneficiul tuturor clienților și furnizorilor din Uniunea Europeană, precum și garantarea condițiilor adecvate pentru funcționarea eficientă și sigură a rețelelor de energie electrică și gaze, având în vedere obiectivele pe termen lung;
- dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale, integrate în piața internă europeană de energie electrică;

- eliminarea restricțiilor privind comerțul transfrontalier cu energie electrică și gaze naturale, pentru a satisface cererea și a îmbunătăți integrarea pieței naționale în piața internă europeană de energie electrică și gaze naturale;
- dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil și eficient, orientat către consumator, care să permită promovarea eficienței energetice și integrarea surselor regenerabile de energie, precum și a producției distribuite atât în rețeaua de transport, cât și în rețeaua de distribuție;
- facilitarea accesului la rețea pentru capacitățile noi de producție, în special prin eliminarea obstacolelor care împiedică accesul noilor participanți la piața de energie electrică și gaze naturale sau utilizarea surselor regenerabile de energie;
- asigurarea acordării de stimulente operatorilor de rețea electrică/sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de rețele electrice/sisteme de gaze naturale, pentru a crește eficiența funcționării sistemelor de transport și distribuție a energiei și pentru a accelera integrarea în piață;
- protecția consumatorului, prin asigurarea unei piețe concurențiale eficiente, prin sprijinirea clienților vulnerabili, prin impunerea unor standarde de calitate a serviciilor publice din sectorul energiei electrice și gazelor naturale, prin facilitarea accesului clienților finali la datele proprii de consum necesare în procesul de schimbare a furnizorului de energie electrică sau gaze naturale, precum și prin informarea cât mai corectă și completă a consumatorilor;
- garantarea respectării de către operatorii economici din sectorul energiei și gazelor naturale a obligațiilor ce le revin în ceea ce privește transparența.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Având în vedere creșterea amplă a prețurilor energiei electrice în perioada recentă pe plan european și ținând cont de faptul că piața de energie electrică din România va fi caracterizată, pe termen mediu și lung, de volatilitatea prețului pentru energia electrică, cu tendință accentuat crescătoare, de concurență în creștere între jucătorii de pe piața de furnizare a energiei electrice, precum și de noua legislație care introduce prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată, S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TRAIAN VUIA S.A. a identificat oportunitatea de finanțare pentru un proiect de investiții ce constă într-un sistem de panouri fotovoltaice prin *Schema de ajutor de stat și Ghidul Solicitantului privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsumul aerodromurilor, inclusiv sisteme de stocare a energiei, în cadrul Programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi.*

În baza contractului de Servicii de audit electroenergetic pentru obiectul de investiții “Parc fotovoltaic 7 MW”, la obiectivul Aeroportul Internațional „Traian Vuia” Timișoara, a fost realizat **Bilanțul electroenergetic** de către S.C. VOLTAVEST TGV S.R.L. – companie prestatoare de servicii energetice detinând Autorizația Ministerului Energiei nr. 0226 din 26.03.2024, Auditor energetic clasa a I-a complex, document anexat prezentului Studiu de Fezabilitate, elaborat la 14.03.2025.

Astfel, prezentului proiect de investiție constă în **instalarea unei noi capacități de producere energie din surse regenerabile de din surse regenerabile (6,5 MW) - respectiv un sistem de panouri fotovoltaice, (destinat 70% autoconsumului aeroportului) ce va avea integrat un sistem de stocare a energiei de 10 MW și a unui sistem de pompe de caldura (2 x 350 kW) reprezentand 20% din necesarul de incalzire calorică a terminalului de pasageri.**

Solicitantul S.N. AEROPORTUL INTERNATIONAL TRAIAN VUIA S.A. deține dreptul de concesiune asupra terenului amplasat în intravilanul Localității Ghironda, județul Timis, număr cadastral 405691 pentru implementarea proiectului de investiții propus spre finanțare.

Amplasamentul este structurat astfel:

Nr. crt.	Nr. cadastral	Suprafață teren (mp)	Categorie folosință
1.	405691	Din acte: 99.644	intravilan/curti constructii

Imobilul mai sus menționat care face obiectul prezentului proiect este liber de sarcini, în sensul în care nu există niciun act sau fapt juridic care împiedică sau limitează, total sau parțial, exercitarea unuia sau mai multor atribute ale dreptului de proprietate, astfel încât proprietarul să poată realiza activitățile proiectului.

Noul parc fotovoltaic va fi racordat în stația de transformare ce asigură alimentarea cu energie electrică a Aeroportului. Energia regenerabilă produsă, estimată la peste 9.018 MWh/an, va fi folosită 100% pentru consumul propriu.

Într-un context dinamic și volatil al pieței de energie, producția de energie electrică din surse regenerabile este o soluție sustenabilă, care oferă predictibilitate asupra costurilor și, în același timp, o reducere semnificativă a amprente de carbon.

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.

Prezentul proiect vizează dezvoltarea și extinderea activității societății în vederea **patrunderii pe o nouă piață, respectiv piața energiei.**

În cele ce urmează vom realiza o scurtă descriere a caracteristicilor generale ale pieței vizate, respectiv **pieța energiei electrice.**

Energia reprezintă o resursă indispensabilă desfășurării activității cotidiene, fie că este vorba de populație, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel, creșterea amplă a prețurilor acestora în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii prețurilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflației la nivel comunitar putând semnală debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potențiale efecte pe termen mediu și lung ale acestor șocuri, existând riscul dezancorării anticipațiilor privind inflația ale agenților economici și, respectiv, al unei redresări a activității economice într-un ritm mai puțin alert.

Orice discuție referitoare la piața de energie electrică trebuie să se desfășoare în contextul cerințelor definitorii ale conceptului economic al acestuia și ale caracterului general și esențial pe care îl prezintă energia electrică.

Piața energiei electrice este un concept economic având un conținut complex și care exprimă totalitatea tranzacțiilor de vânzare-cumpărare perfectate într-un spațiu geografic determinat. Ea are ca funcție principală corelarea, (prin intermediul cererii și al ofertei) cu concretizarea contractelor de vânzare-cumpărare, a producției cu consumul.

România și-a asumat decizia de a liberaliza piața energiei electrice, considerând că siguranța în alimentarea consumatorilor și implicit a sistemului energetic va crește odată cu dezvoltarea unei piețe de energie electrică coerente, în care participanții să poată beneficia de avantajele mediului concurențial. În vederea aderării la UE, sectorul energiei electrice din România trebuie nu doar să se conformeze directivelor și rezoluțiilor comunitare, dar trebuie și să întreprindă acțiuni, să se organizeze, să creeze și să aplice proceduri și un cadru legislativ și de reglementare armonizate care să conducă la rezultatele prevăzute de aceste directive.

Avantajele mediului concurențial au în vedere, în principal, competiția directă pentru câștigarea, menținerea și extinderea segmentului de piață, managementul eficient al costurilor, formarea liberă a prețurilor și nu în ultimul rând furnizarea de stimulente în vederea reducerii costurilor și a utilizării eficiente a resurselor. Introducerea competiției în activitățile care nu comportă specificul de monopol natural (producerea și furnizarea energiei electrice) este benefică, fiind necesar să se asigure reguli clare privind aranjamentele comerciale, drepturile și îndatoririle competitorilor, mecanismele de tranzacționare și de stabilire a drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată.

Pentru a face piața concurențială funcțională trebuie asigurate principiile, regulile, aranjamentele comerciale, mecanismele, metodologiile de tarification, drepturile și responsabilitățile pentru segmentele de monopol natural, astfel încât imposibilitatea exercitării competiției în anumite segmente ale pieței să nu afecteze raporturile concurențiale ale celorlalte segmente.

Piața a intrat într-o transformare profundă care continuă și astăzi, întregul proces derulându-se pe următoarele coordonate principale:

- Crearea unei piețe a energiei electrice bazate pe principiile transparenței, nediscriminării și obiectivității;
- Crearea și aducerea la funcționare deplină a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE);
- Introducerea competiției în producerea energiei electrice și furnizarea energiei electrice;
- Introducerea unui sistem de autorizare și licențiere nouilor participanți la piața de energie electrică;
- Garantarea accesului liber, reglementat al terților la rețelele electrice.

Liberalizarea pieței de energie electrică

Piața de furnizare a energiei electrice este complet liberalizată de la 1 ianuarie 2021, ceea ce înseamnă că prețul energiei electrice este stabilit pe criterii concurențiale. Piața concurențială de energie electrică (numită și **pieță liberă de energie electrică**) le oferă consumatorilor posibilitatea să-și aleagă furnizorul și oferta care răspund cel mai bine nevoilor lor, la un preț competitiv.

Peste tot în lume deschiderea piețelor de energie electrică a urmărit eliminarea monopolului natural și a integrării pe verticală a sectorului energetic și înlocuirea acestora cu mecanisme concurențiale, care să ofere consumatorilor posibilitatea de a-și alege în mod liber furnizorul.

Astfel, piețele de energie se cristalizează de regulă în jurul unui nucleu format din doi actori principali, și anume operatorul de sistem – care asigură coordonarea tehnică a pieței – respectiv bursa de energie – care asigură coordonarea pieței la nivel comercial.

Acestui nucleu i se alătură ceilalți actori ai pieței: *operatorii de transport și distribuție, producătorii, consumatorii și furnizorii* de energie electrică, ultimii acționând ca intermediari între primii doi. O categorie aparte de furnizori o reprezintă cea a așa-numiților *agregatori*, care cumpără sau vând energie din și în sistem, în numele mai multor consumatori, de regulă mici consumatori casnici sau comerciali.

Producătorii folosesc diferite surse primare – apă, cărbune, gaz, vânt, soare, biomasă – pentru a produce energia electrică pe care o injectează în Sistemul Energetic Național.

Transportatorul național (Transelectrica SA) gestionează Sistemul Energetic Național, urmărind intrările și ieșirile de energie din acesta și asigurând un echilibru permanent între producția și consumul național.

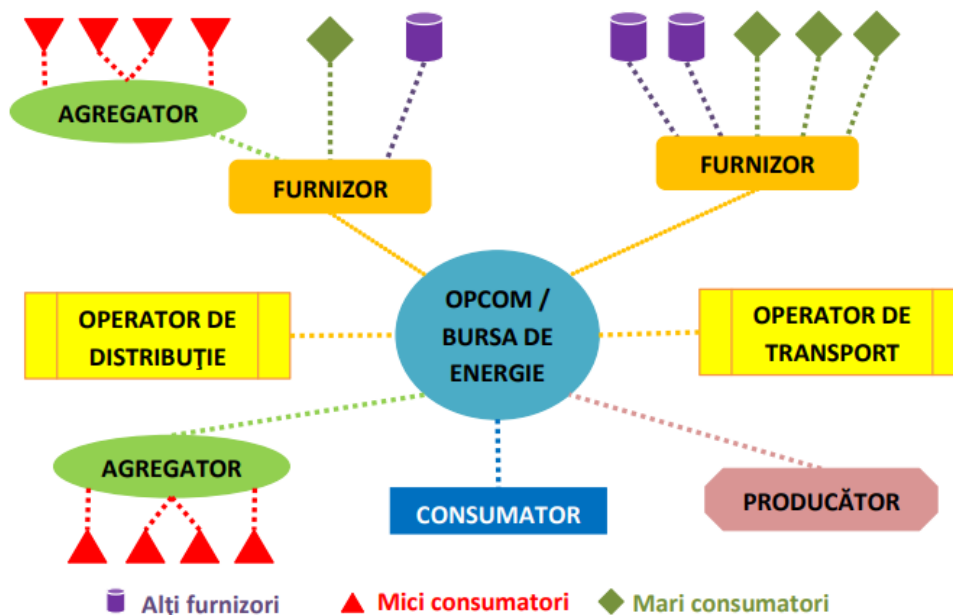
Distribuitorii de energie electrică au un monopol natural pentru gestionarea rețelelor locale de distribuție energie electrică, ducând astfel energia electrică până la consumatorii finali.

Furnizorii achiziționează energie electrică de la producători sau de la alți furnizori, pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA, pe care o vând apoi consumatorilor finali în baza contractelor de furnizare.

Operatorul de Piață (OPCOM SA) gestionează piețele de energie electrică:

- Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB)
- Piața pentru Ziua Următoare
- Piața OTC

De asemenea, OPCOM SA gestionează piața centralizată pentru tranzacționarea certificatelor verzi.



Principalii actori pe piața de energie electrică

Analiza pietei

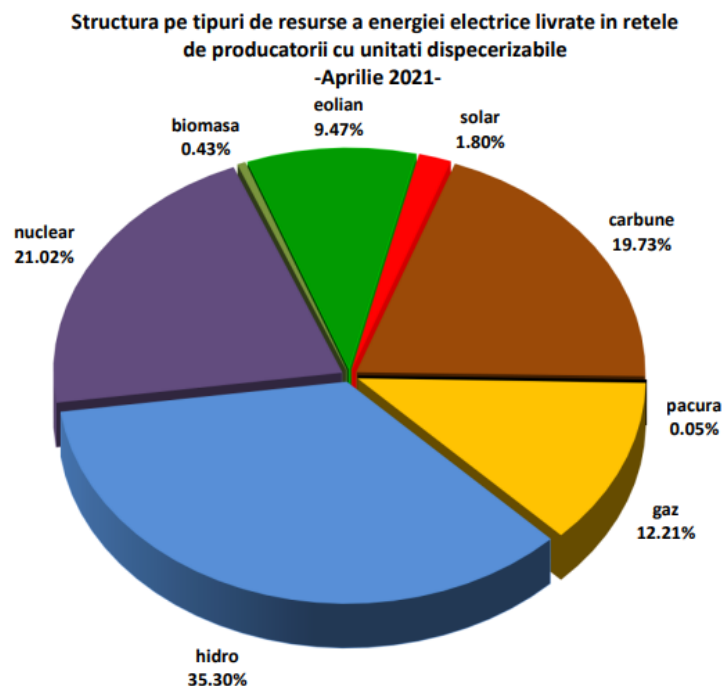
România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.

În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

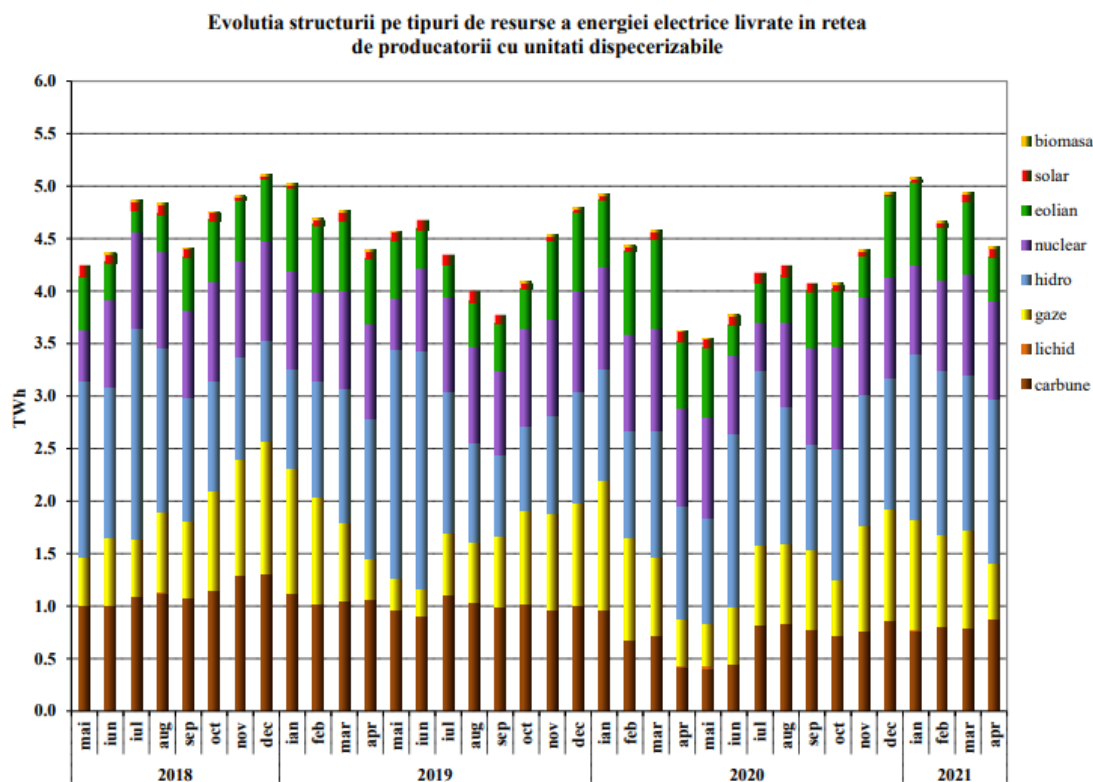
Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent, energia reprezintă încă sursa principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Evoluția și situația actuală a pieței energiei electrice

În România erau până pe 1 ianuarie 2021, aproape 5,9 milioane de consumatori casnici care aveau un contract reglementat. Toți plăteau un preț maxim negociat de stat cu furnizorii firmelor care ofereau energie electrică în apartamente și case.+

Aproape 99% dintre cei 5,9 milioane de consumatori (majoritatea casnici) primeau energia de la șapte firme: CEZ Vânzare SA, Electrica Furnizare SA, E.ON Energie România SA, Rețele Electrice SA, PPC Energie Muntenia SA, Engie România SA și Tinmar Energy SA, așa cum reiese din rapoartele ANRE. RCS&RDS, un alt jucător mai nou pe piața de energie, deținea, conform raportărilor companiei, aproape 150.000 de abonați la sfârșitul anului trecut.

După liberalizare, consumatorii au putut să aleagă dintre 57 de firme (în cazul energiei electrice) și dintre 69 de societăți (pentru gaze) care este compania care le furnizează energia.

La șapte luni după liberalizare sub 1,4 milioane de români și-au schimbat contractele și aproximativ 120.000 și-au schimbat furnizorul, conform datelor obținute de Europa Liberă de la ANRE. Peste jumătate din aceștia au încheiat un contract cu Hidroelectrica SA, compania națională care produce energie prin centralele amplasate în barajele cursurilor râurilor și ale Dunării.

5,75 de milioane de consumatori și-au păstrat furnizorul actual, dar au schimbat tipul și durata contractuală.

Pentru a explica cât mai bine de ce s-au majorat prețurile pe o piață energetică în care teoretic se bat aproape 120 de firme trebuie să explicăm cum ajunge energia electrică în prizele din case și gazele în centrale și în aragazul din bucătărie.

70% din consumul zilnic național de energie este produs de doar patru companii - Nuclearelectrica SA, Hidroelectrica SA, OMV Petrom SA și Complexul Energetic Oltenia SA. Energia regenerabilă (eoliană, solară, biomasă etc) atinge în cele mai bune zile în jur de 30-32% din consumul zilnic energetic al țării.

După ce este produsă energia zilnică de către Hidroelectrica, spre exemplu, sau de alt producător aceasta intră în sistemul național.

Rețeaua națională (de înaltă tensiune) este asigurată de compania de stat Transelectrica. Situația este identică și în domeniul gazelor.

Sistemul electric de înaltă tensiune este administrat de Transelectrica, societate de stat care are un tarif de 20 de lei/ MWh intrat în rețea.

După ce acestea sunt extrase, ele sunt introduse în rețeaua administrată de Transgaz.

De aici, energia produsă de centralele hidroelectrice poate fi transportată doar de anumite companii, cărora statul român le-a concesionat dreptul exclusiv de a distribui energie electrică sau gaze. În România, prin ordine ANRE din 2004 și 2005, s-a stabilit că subsidiarele de profil ale PPC, Electrica și E.ON au dreptul exclusiv de distribui energie. Altfel spus, s-o preia din rețelele de înaltă tensiune și s-o transporte în sistemul de joasă tensiune, cele care alimentează zonele rezidențiale.

Mai mult, în baza acestor ordine ANRE, Înalta Curte de Casație și Justiție a mai stabilit în martie 2021 că alți producători nici măcar nu au dreptul să-și dezvolte o rețea proprie de distribuție a energiei. Aceste reglementări fuseseră atacate în instanțe din 2017 de RCS&RDS care dorea să-și dezvolte rețeaua proprie de distribuție.

- PPC are concesiune de distribuție energie electrică pentru regiunile Banat, Muntenia și Dobrogea pentru energie electrică.
- Electrica (prin Electrica Power Distribution) are concesiunea de distribuție energie electrică pentru Cluj, Maramureș, Satu Mare, Sălaj, Bihor, Bistrița-Năsăud, Brașov, Alba, Sibiu, Mureș, Harghita, Covasna, Prahova, Buzău, Dâmbovița, Brăila, Galați și Vrancea.

- E.ON are concesiune distribuție gaze pentru Transilvania, Crișana, Maramureș, Moldova și Banat (partea de nord a țării) și pentru gaze.
- Engie preia concesiunea distribuției gazelor în partea de sud a țării.

Revenind, de la 1 ianuarie s-a permis societăților care și-au asumat rolul de furnizor șansa de prelua energia de la distribuitor și a o oferi populației.

Prin urmare, pe piață au intrat trei tipuri de firme:

1. Producătorii privați de energie regenerabilă (solară, eoliană etc) și Hidroelectrică. Firme care produc energie cu scopul de a o vinde direct sau la bursă. Prin liberalizare, aceste firme au putut să vândă direct energia pe care o produc către consumatori casnici, stabilind orice preț au considerat corect. De obicei, aceste societăți produc cea mai ieftină energie.
2. Traderi de energie, firme care cumpără energie pentru a o vinde mai departe către populație sau alte societăți.
3. Platforme industriale care realizează energie electrică pentru activitatea proprie: gen ALRO Slatina sau Liberty Galați.

Prețul energiei electrice la consumatorul final a crescut în primele șase luni, cu 24% conform datelor obținute de Institutul Național de Statistică (INS). Însă această este media până în iunie, acum în piață sunt companii care au majorat tarifele și până la 65%.

Pe bursa de energie, prețul mediu ponderat pentru un MWh tranzacționat a ajuns și la 115 euro. În schimb, același cotație era în februarie 2020 la 44 euro/MWh, iar în august 2020 era de 43 MWh.

Cotațiile unui MWh în Franța, Germania și Belgia sunt sub 45 de euro. Doar în Serbia, Ungaria și Grecia se mai ating astfel de cotații, tot din cauza prezenței producătorilor de energie pe cărbuni.

Prețul energiei electrice pe piața spot a bursei OPCOM (Piața pentru Ziua Următoare - PZU) a avut o medie de 932 lei pe MWh în luna februarie 2022, valoare de patru ori mai mare față de prețul înregistrat în aceeași lună a anului trecut, respectiv 234 lei pe MWh, potrivit raportului lunar postat pe site-ul operatorului bursier.

Prețul energiei electrice în România a avut o evoluție destul de variabilă în ultimii ani. Iată o scurtă privire asupra acestor schimbări:

- 2021: Prețul energiei electrice a crescut semnificativ, ajungând la 194 euro/MWh în octombrie, comparativ cu 41 euro/MWh în octombrie 2020.
- 2022: Prețul a fost în jur de 125 euro/MWh, reprezentând o creștere de aproximativ 150% față de media anilor 2018-2020.
- 2023-2024: Prețul s-a situat în jur de 80 euro/MWh, în ciuda fluctuațiilor pe piață.

Această volatilitate a fost influențată de mai mulți factori, inclusiv creșterea taxelor, cererea crescută și fluctuațiile piețelor internaționale. De asemenea, cuplarea piețelor de energie între diferite țări a contribuit la această evoluție.

Prețul energiei electrice în România a avut evoluții diferite pentru diverse categorii de consumatori. Iată câteva detalii:

1. Consumatori casnici: Prețul energiei electrice pentru consumatori casnici a crescut semnificativ în ultimii ani, influențat în principal de creșterea taxelor și fluctuațiile pieței internaționale. În 2021, prețul a ajuns la 194 euro/MWh, iar în 2023-2024, s-a situat în jur de 80 euro/MWh.

2. Consumatori non-casnici: Această categorie include întreprinderi și alte entități care nu sunt consumatori casnici. Prețul energiei electrice pentru consumatori non-casnici a crescut constant, cu aproximativ 3% pe an în ultimii ani. În 2021, prețul a fost de aproximativ 125 euro/MWh, iar în 2023-2024, s-a situat în jur de 80 euro/MWh.

Aceste fluctuații au fost influențate de mai mulți factori, inclusiv cererea crescută, taxele și fluctuațiile piețelor internaționale. De asemenea, cuplarea piețelor de energie între diferite țări a contribuit la această evoluție.

În 2024, prețul de tranzacționare a energiei pe OPCOM a variat pe diferite părți ale pieței. Iată câteva exemple:

- ROPEX_DAM_Base: 808,15 lei/MWh
- ROPEX_DAM_Peak: 883,60 lei/MWh
- ROPEX_DAM_Off_Peak: 732,71 lei/MWh

Aceste prețuri sunt medii ponderate pentru anul 2024 în funcție de condițiile pieței și de cerere.

Tendinte – piața energiei

Conform surselor de specialitate, piața de energie electrică din România va fi caracterizată, pe termen mediu și lung, de volatilitatea prețului pentru energia electrică, cu tendință accentuată crescătoare, de concurență în creștere între jucătorii de pe piața de furnizare a energiei electrice, precum și de noua legislație care introduce prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată.

Volatilitatea prețului pentru energia electrică și tendința crescătoare va fi accentuată de factori exogeni industriei: înăsprirea condițiilor de mediu în care producătorii trebuie să funcționeze, limitarea surselor primare de energie prin politici cu caracter imperativ, lipsa politicilor de stimulare a apariției de noi producători, precum și de factori endogeni: tendința de a vinde doar pentru perioade scurte și aglomerarea în zona de echilibrare și vârf, conform www.investenergy.ro.

Liberalizarea pieței de furnizare a impus regândirea priorităților și stabilirea strategiilor pentru menținerea cotei de piață a furnizorilor. Concurența între furnizorii de energie va crește, mai ales în ceea ce privește diversificarea portofoliului de produse oferite clienților, respectiv: oferte pentru gaze naturale, asigurări, produse electrocasnice etc. și de servicii digitale oferite: aplicații mobile, facturi și plăți online, extinderea serviciului de relații cu clienții prin soluții de tip chat, apreciază reprezentanții în domeniu. Și Furnizorii de Ultimă Instanță vor trebui să-și stabilească noi strategii privind gestionarea portofoliilor date fiind noile prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată, se arată în raport. Pe viitor, în aria de distribuție a energiei electrice, tendința de reglementare este de a acorda remunerarea operatorilor luând în considerare atât calitatea serviciilor oferite, cât și costurile operaționale și eficiența pe bază de analize comparative între distribuitori.

De asemenea, distribuitorii de energie vor trebui să-și adapteze procesele și strategiile privind dezvoltarea și modernizarea rețelelor și să ofere soluții producătorilor independenți, având în vedere apariția prosumatorilor, participanți activi în piața de energie. Context în care sunt necesare investiții semnificative pentru îmbunătățirea infrastructurii, atât de transport, cât și de distribuție, spun reprezentanții în domeniu.

Pe termen lung, vehiculele complet electrice și vehiculele utilitare ușoare vor crește consumul de energie electrică în sectorul transporturilor.

Dezvoltarea tehnologică viitoare va sprijini politicile de eficiență energetică precum: dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a contorizării inteligente; eficientizarea consumului final de energie (integritatea termică a clădirilor, iluminat, aparate electrice, unități cu motor, pompe de caldură etc.); implementarea contoarelor inteligente. Reducerea semnificativă a costurilor

tehnologiilor fotovoltaice reprezintă o oportunitate de dezvoltare pentru proiectele de generare la scara mai mică, în special în zona casnică.

În următorul deceniu vor fi schimbări majore privind cadrul de reglementare, ca urmare a noii Strategii pentru o Uniune Energetică Europeană. Legislația românească trebuie aliniată, în continuare, cu legislația UE. În 2020



a avut loc cel mai complex proces de revizuire a legislației secundare din ultimii ani – 47 de reglementări, în scopul alinierii la modificările Legii energiei, decontarea la 15 minute, finanțarea lucrărilor de racordare a clienților casnici și non-casnici cu lungimi mai mici de 2,5 km. Liberalizarea totală a pieței energiei electrice de la 1 ianuarie 2021 a determinat furnizorii să schimbe strategiile de achiziție a energiei, de vânzare către clienții finali, de dezvoltare de noi produse și servicii, se evidențiază în analiza realizată.

Un aspect foarte important referitor la prognozele pe termen mediu și lung îl reprezintă obiectivele Uniunii Europene pentru următoarea perioadă. Cunoaștem foarte

bine situația cu care ne confruntăm la nivel mondial privind schimbările climatice. În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate.

Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Astfel, fiecare stat membru are responsabilități clare și ținte stabilite de atins. În consecință, pentru a garanta îndeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, până la data de 31 decembrie 2018.

În urma recomandărilor Comisiei, contribuția actualizată a României la realizarea obiectivelor Uniunii Europene până în 2030 este evidențiată în tabelul de mai jos:

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030	
Emisii ETS (% față de 2005)	-43,9%*
Emisii non-ETS (% față de 2005)	-2%
Pondere globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie	30,7%
↓	
Pondere SRE-E	49,4%
Pondere SRE-T	14,2%
Pondere SRE-Î&R	33,0%
Eficiență Energetică (% față de proiecția PRIMES 2007 la nivelul anului 2030)	
Consum primar de energie	-45,1%
Consum final de energie	-40,4%

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030	
Consum primar de energie (Mtep)	32,3
Consum final de energie (Mtep)	25,7
Sursă: Analiză Deloitte pe baza documentelor oficiale elaborate de autoritățile implicate în elaborarea PNIESC	

Astfel, pentru atingerea nivelului de ambiție cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile de 30,7% în anul 2030, România va dezvolta capacități adiționale de SRE de aproximativ 6,9 GW comparativ cu anul 2015. Una dintre direcțiile principale conform Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030 este reprezentată de *inlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din surse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect și promovarea în continuare a resurselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursă eoliană sau solară)*. Pentru atingerea tintelor vizate/ asumate este necesară asigurarea unei finanțări corespunzătoare din partea UE în sprijinul dezvoltării/ realizării de investiții în domeniu. Astfel, prezenta măsură de finanțare (*Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile*) vine în sprijinul realizării obiectivelor vizate, prezenta investiție fiind oportună și sustenabilă în contextual actual. De asemenea, prezentul proiect se justifică și prin prisma beneficiilor economice, respectiv prin cererea identificată pe piață, tendințele de creștere și evoluția estimată a pretului.

Strategia de piață ce va fi aplicată pentru valorificarea produselor

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

- Iradierea: în unele zone ale țării, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate crește până la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor față-verso cu tracker monoaxial;
- Prezența, în multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune în apropiere sau la sol (facilitarea conectării la rețeaua electrică națională);
- Tehnologia fotovoltaică este relativ simplă în comparație cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atât în ceea ce privește instalarea, cât și întreținerea ordinară/extraordinară;
- Prețul tehnologiei relative, în special costul panourilor fotovoltaice a scăzut (aproximativ 30% față de 2012);
- A existat o creștere/ îmbunătățire a tehnologiei referitoare la construcția panourilor: a) eficiența policristalinului, b) creșterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 660 Wp), c) panouri cu două fețe pe tracker mono-axial versus mono-facial;

- Sistemele fotovoltaice, având în vedere nivelul tehnologic actual, au o pierdere de eficiență energetică de 0,5% pe an - după perioada de amortizare, sistemul rămâne în continuare productiv;
- România, ca și alte țări în curs de dezvoltare din Uniunea Europeană (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmează tendința altor țări europene mai industrializate (Germania, Franța și Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Dacă considerăm Italia ca punct de referință, care are 21.000 MWp de energie fotovoltaică, șansa pentru creșterea numărului de centrale fotovoltaice și capacitatea relativă instalată în România (1.400 MWp) este considerabilă în special a celor aflate în imediată apropiere a zonelor de consum.

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

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

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

Viitorii producători de energie vor vinde energie în următoarele moduri:

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

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

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prin intermediul prezentului proiect de investiție S.N.AEROPORTUL INTERNATIONAL TIMISOARA TRAIAN VUIA S.A. își propune următoarele obiective:

Obiectiv general	Sprijinirea tranziției verzi și creșterea autonomiei energetice a infrastructurii aeroportuare prin realizarea unei investiții în capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile (tehnologie fotovoltaică), împreună cu sisteme de stocare a energiei, dedicate exclusiv autoconsumului în cadrul perimetrului aerodromului, în vederea reducerii consumului din surse convenționale, a emisiilor de CO ₂ și a creșterii autonomiei energetice.
Obiective specifice	1. Instalarea unei capacități noi de producție fotovoltaică de 6,5 MW, pentru asigurarea autoconsumului energetic al aeroportului.

	2. Implementarea unui sistem de stocare a energiei de 10 MWh, pentru gestionarea fluxurilor de energie, asigurarea continuității consumului și pentru a maximiza autoconsumul și a asigura stabilitate energetică.
	3. Instalarea pompelor de căldură care utilizează energie regenerabilă de 700 kWt, pentru a contribui suplimentar la atingerea țintei de reducere anuală obligatorie a emisiilor de gaze cu efect de seră
	4. Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră cu 4618,57 echivalent tone de CO ₂ /an, prin substituirea energiei convenționale cu energie regenerabilă, contribuind la obiectivele naționale de decarbonizare și decongestionare a SEN.

Obiectivul general al investiției este în strânsă legătură cu obiectivele specifice. Realizarea acestora va contribui la atingerea obiectivelor stabilite în cadrul programului cheie. Principalul obiectiv urmărit este: Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Program-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi.

În vederea obiectivelor stabilite compania va realiza următoarele activități:

- **Achiziționarea de instalații/ echipamente pentru crearea unei noi capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu stocare – capacitate CEF instalata 6,5 MWp si BESS – 10 MWh;**
- **Realizarea de lucrări de construcții/ de montaj în scopul punerii în funcțiune a unității de producere si stocare a energiei electrice, capacitate de producere agent termic.**

3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii²

Pentru fiecare scenariu/optiune tehnico economic (a) se vor prezenta:

3.1. Particularitati ale amplasamentului:

- a. **descrierea amplasamentului** (localizare - intravilan/extravilan, suprafata terenului, dimensiuni in plan, regim juridic - natura proprietatii sau titlul de proprietate, servituti, drept de preemtiune, zona de utilitate publica, informatii/obligatii/constrangeri extrase din documentatiile de urbanism, dupa caz);

Scenariul 1

Obiectivul de investiție pentru care s-a elaborat prezenta documentație, se află în intravilanul localității Ghiroda CF 405691

Zona unde se va realiza CEF + BESS este situat in intravilanul localității Ghiroda CF 405691 jud. Timis. Terenul este incadarat in categoria curti constructii.

Categorii de folosinta:

CF 405691 – parc fotovoltaic cu stocare - 99.644 m – intravilan curti constructii

² In cazul in care anterior prezentului studiu a fost elaborat un studiu de prefizabilitate, se vor prezenta minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice dintre cele selectate ca fezabile la faza studiu de prefizabilitate.

Obiectivul de investiții propus spre analiză în acest studiu va fi realizat în apropierea amplasamentului actual al Aeroportului Internațional Traian Vuia .

Funcțiune servicii aeroportuare cu clădiri aferente - terminale de pasageri , clădiri cu funcțiuni conexe, utilități, platforme îmbarcare/debarcare , cai de rulare și pista aterizare/decolare.

Destinația zonei –preponderent UTR Ta/UTa-Zona de circulație aeriană și amenajări aferente.

Zona include :

- instalații, construcții și amenajări necesare funcționării serviciilor de transporturi aeriene de bunuri și persoane;
- servicii publice de interes general compatibile cu funcționarea serviciilor de transporturi aeriene.

Regimul juridic:

Terenul destinat parcului fotovoltaic cu stocare în suprafața de 99.644 m² se află situat în intravilanul localității Ghiroda, nr. Cadastral 405691. Terenul este proprietatea Statului Român iar din data de 24.05.2018 a fost acordat dreptul de concesiune către S.N. Aeroportul Internațional Traian Vuia S.A. pentru o perioadă de 49 de ani.

Regimul economic:

Folosința actuală: curți construcții.

Regimul tehnic:

P.O.T.: 50%

C.U.T. : 1,6

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

b. relații cu zone învecinate, accese existente și/sau cai de acces posibile

Scenariul 1

Proprietatea se află în intravilanul localității Ghiroda, având următoarele vecinătăți:

- la Nord – teren arabil
- la Sud – teren arabil
- la Est – teren arabil
- la Vest – drum de acces

Accesul pe teren se realizează prin drumul de acces de tip drum de exploatare DE 526 (CF 406201 –C1) ce leagă localitatea Remetea Mare de Zona Aeroportului CF 405693.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

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

Scenariul 1

Amplasamentul investiției este orientat pe direcția sud.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

d. surse de poluare existente în zona

Scenariul 1

Sursele de poluare din zonă sunt reprezentate de gazele de eșapament de la mijloacele de transport care vor rula pe căile de acces adiacente obiectivului.

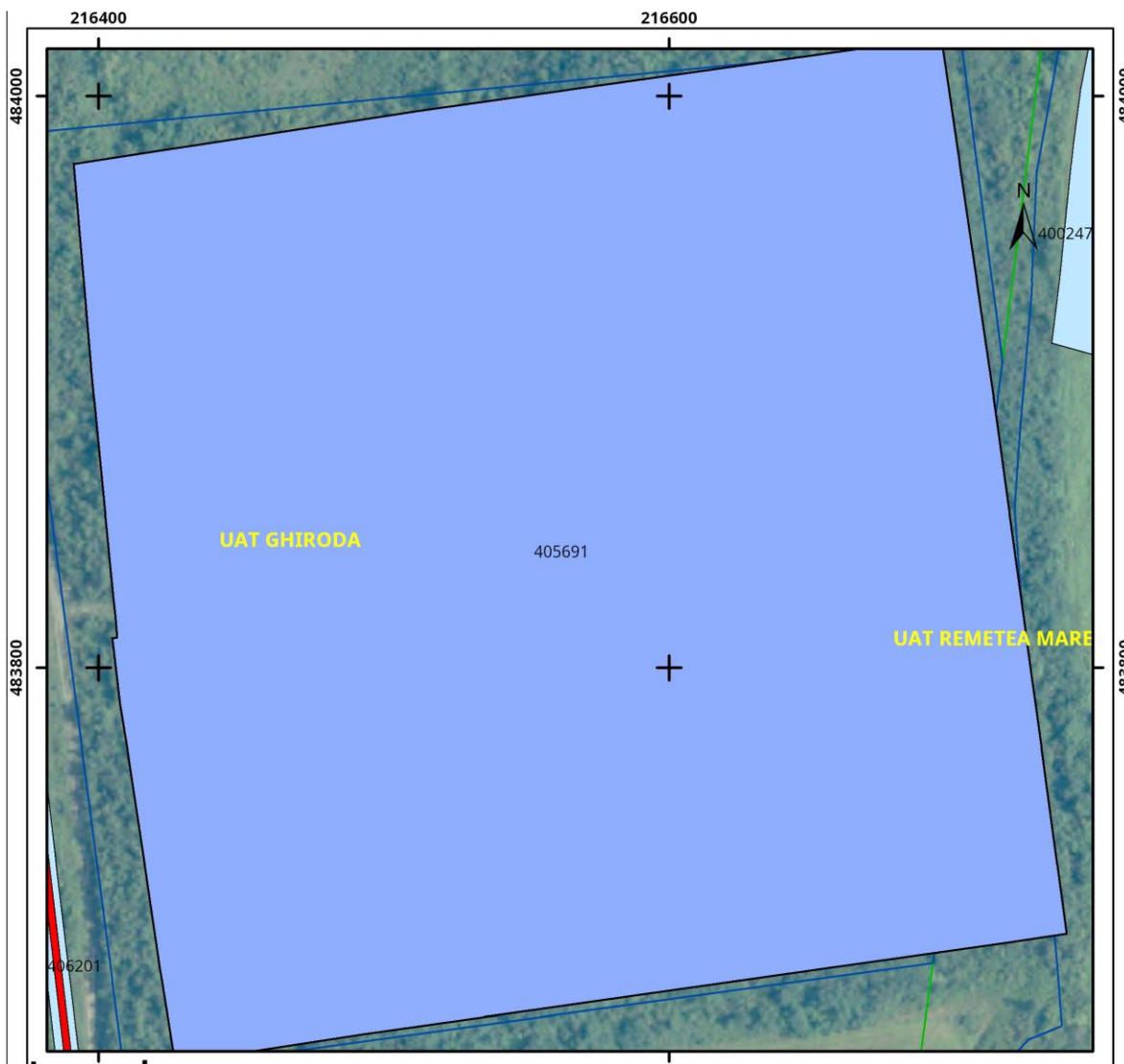
Scenariul 2

Având în vedere că în scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu, sursele de poluare în zonă sunt aceleași.

e. date climatice și particularități de relief

Scenariul 1

Parcul fotovoltaic cu stocare propus spre analiză în acest studiu va fi realizat în întregime pe amplasamentul cuprins în CF 405691.



Aeroportul este situat în latitudine între: 45°47'45.62"N, iar în longitudine 21°21'5.31"E long. E.

Relief

Teritoriul analizat face parte din Câmpia de Vest a României, extremitatea estică a Câmpiei Tisei, fiind compartimentul estic al mării Depresiuni Panonice. Astfel se poate spune că, întreaga comună Ghiroda este situată într-o zonă netedă, cu unele cove și dune ori grinduri fluviale. Evoluția ei paleogeografică, cât și diferențierile de peisaj ce apar de la nord către sud, determină delimitarea ei în mai multe subunități. Perimetrul studiat se încadrează din acest punct de vedere în Câmpia Timișului.

Câmpia Timișului este în cea mai mare parte a ei, o câmpie recentă, de inundație, drenată de Bega, Timiș și de toți afluenții și brațele acestora. Divagarea cursurilor de apă au dat câmpiei până la începutul sec. al-XIX-lea caracterul unei zone mlăștinoase, care a luat înfățișarea actuală numai în urma lucrărilor hidroameliorative. Astfel, întinsul șes aluvial al Timișului, după evoluția lui recentă și după transformările suferite în urma lucrărilor de asanare se poate împărți în trei sectoare:

- Șesul asanat al Begheiului;
- Șesul asanat al Bârzavei;
- Șesul de ostroave al Timișului.

Comuna se încadrează în cea mai mare parte în șesul de ostroave al Timișului și parțial în șesul asanat al Begheiului. Acest sector se prezintă ca o câmpie aluvială de subsidență fluvio-lacustră, cu albiu suspendate deasupra câmpului (înălțate prin aluviunile bogate cărate de râuri și pâraie), iar între ele terenuri joase, mlăștinoase cu nivelul apei freatice aproape de suprafață.

Altitudinea este cuprinsă între 84-90 m, cu o înclinare foarte slabă, panta generală fiind mai mică de 17°, ceea ce explică meandrele râurilor din trecut (în prezent regularizate și îndiguite).

Specificul acestui sector de câmpie joasă, macroscopic, este monotonia, în realitate este o complexitate morfometrică, stratigrafică, hidrogeologică și pedologică deosebită.

Microrelieful acestei câmpii prezintă mai ales forme negative reprezentate prin microdepresiuni (închise sau deschise), de formă alungită.

Clima

Prin poziția sa, amplasamentul se caracterizează printr-un climat temperat-continental, moderat și de tranziție.

Pe teritoriul localității se interferează caracteristicile climatului dealurilor joase (subcarpatice) cu cele ale climatului de câmpie.

Temperatura medie anuală este de aproximativ 10°C, valoare rezultată din analiza observațiilor meteorologice din perioada 1975 – 2010, realizate la Stația Meteorologică din apropiere. Dar, se constată că, în perioada 1936 – 1946, temperatura medie anuală a variat între 8,9°C și 11,8°C.

Temperaturi extreme: cea mai ridicată temperatură înregistrată a fost de 39,4°C la 4 august 1945. Temperatura minimă absolută a fost de -27,3°C (zona deluroasă) și -22,3°C în cea de câmpie, la 13 ianuarie 1985.

Influența zonelor locuite asupra temperaturii aerului este sesizabilă mai ales în sezonul rece, când diferența dintre temperatura măsurată în interiorul localității și cea a spațiului deschis (limitrof) poate atinge valori între 8° și 10°C.

Temperatura medie a lunii ianuarie este de cca -2°C. În timpul iernii sunt perioade cu temperaturi foarte scăzute sub -25°C determinate de inversiunile termice. Se constată că acestea sunt din ce în ce mai rare, astfel încât în ultimii ani temperaturile se încadrează în limitele normale pentru sezonul rece al anului.

Verile sunt în general călduroase, caracterizate prin temperaturi medii de cca 21°C și cu perioade scurte de caniculă $t > 35^{\circ}\text{C}$ și disconfort termic.

Repartiția geografică a precipitațiilor atmosferice este influențată de principalii centrii barici de acțiune, dar și de caracteristicile cadrului natural al localității.

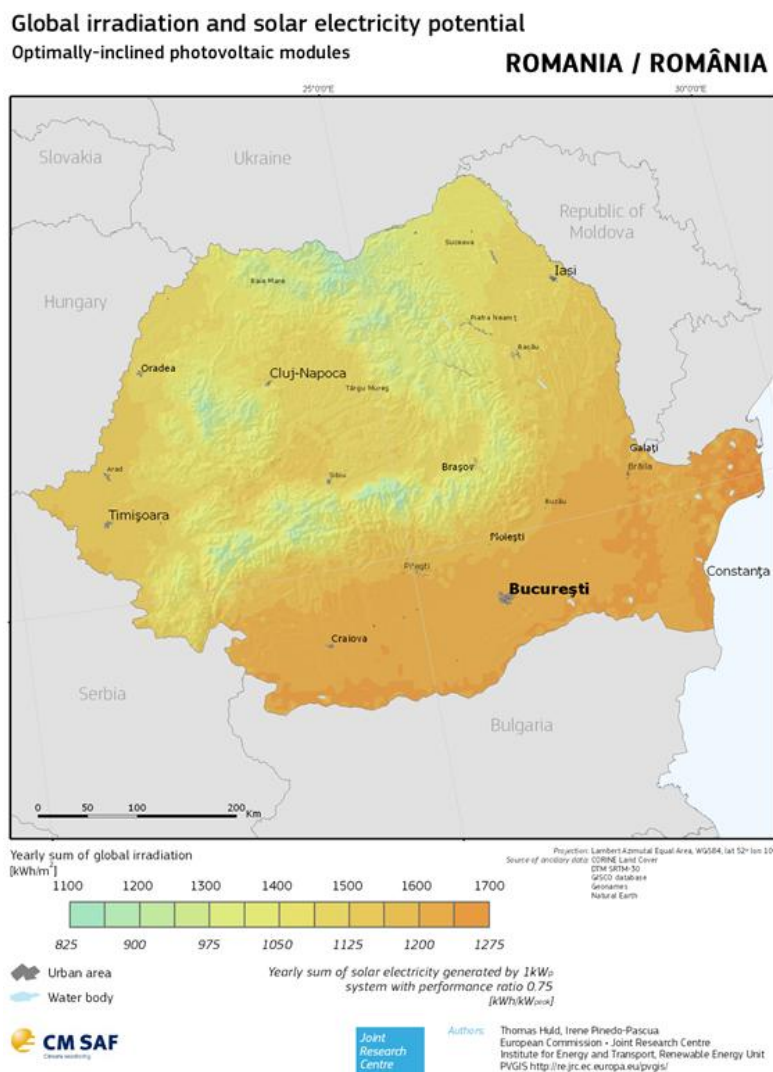
Cantitatea medie anuală de precipitații este în jur de 723 mm/an, fiind depășită în anii mai ploioși: 1997 s-au înregistrat 1070,7 mm, iar în 2005 valoarea de 955,3 mm.

Perioadele de secetă sunt prezente atât în anotimpul cald, cât și în cel rece, acestea fiind destul de frecvente în ultimii ani.

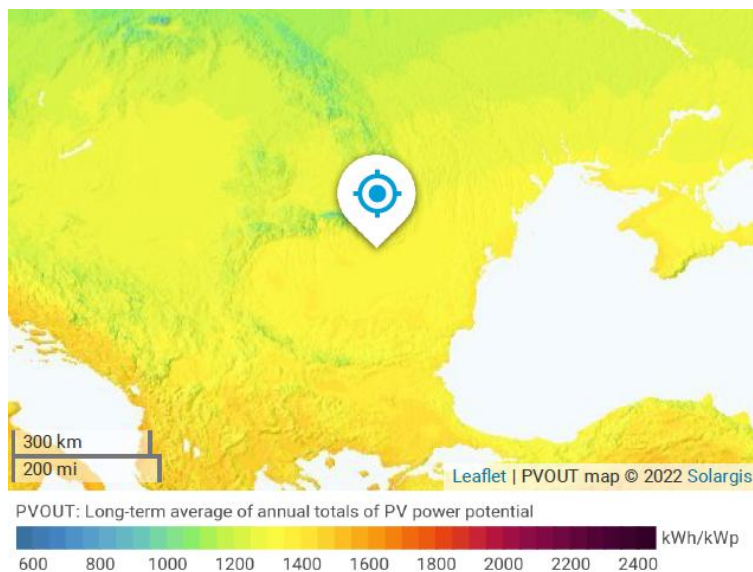
Adesea, vara, sub influența convecției termice, ploile au caracter de aversă, însoțite de vânt puternic și de grindină. Acestea sunt mai frecvente în condițiile în care peste suprafața câmpiei supraîncălzite trece un front rece foarte activ .

Regimul eolian indică o frecvență mai mare a vânturilor din sectorul de nord – est (14,9%) și est (13,3%).

În conformitate cu potențialul solar aferent amplasamentului, acesta se bucură de o poziție avantajoasă în cadrul țării având un potențial cuprins între 1300 – 1500 kWh/m².



Potențialul solar în România



Potențial solar – locație parc fotovoltaic

Scenariul 2

Având în vedere că în scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu, particularitățile climatice și de relief sunt aceleași.

f. existența unor:

- i. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;***

Scenariul 1

Nu există indicii privind existența unor rețele edilitare pe amplasament care necesită relocare/ protejare.

Scenariul 2

Având în vedere că în scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu, nu există indicii privind existența unor rețele edilitare pe amplasament care necesită relocare/ protejare.

- ii. Posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;***

Scenariul 1

Nu există interferențe cu monumente istorice/ de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată. Nu există zone protejate sau de protecție la nivelul amplasamentului și, prin urmare, nici condiționări specifice în acest sens.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

- iii. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;***

Scenariul 1

În cadrul amplasamentului nu există terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

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

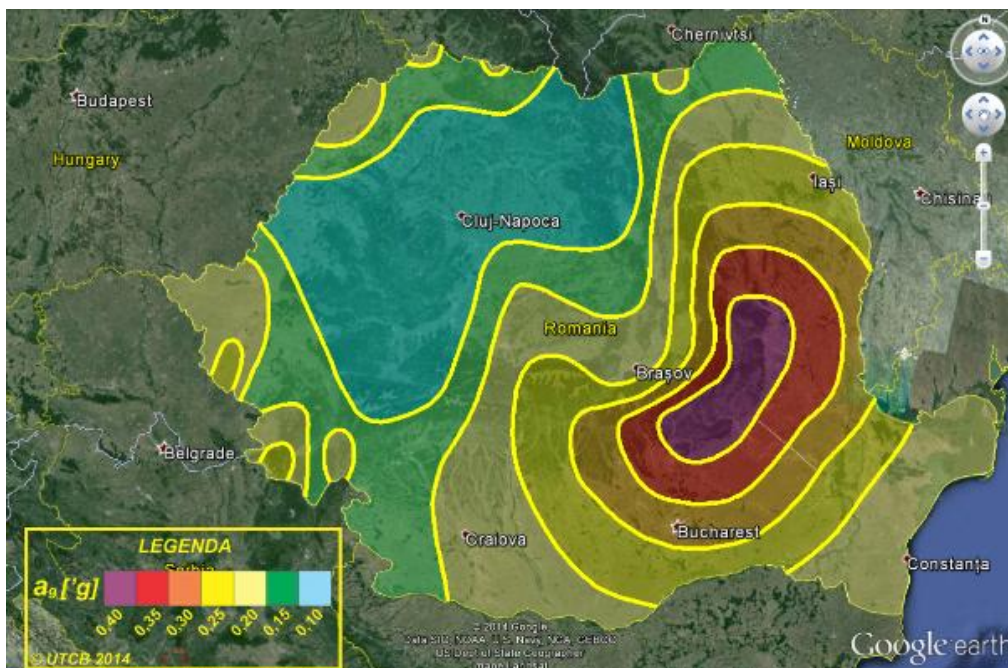
i. date privind zona seismică;

Scenariul 1

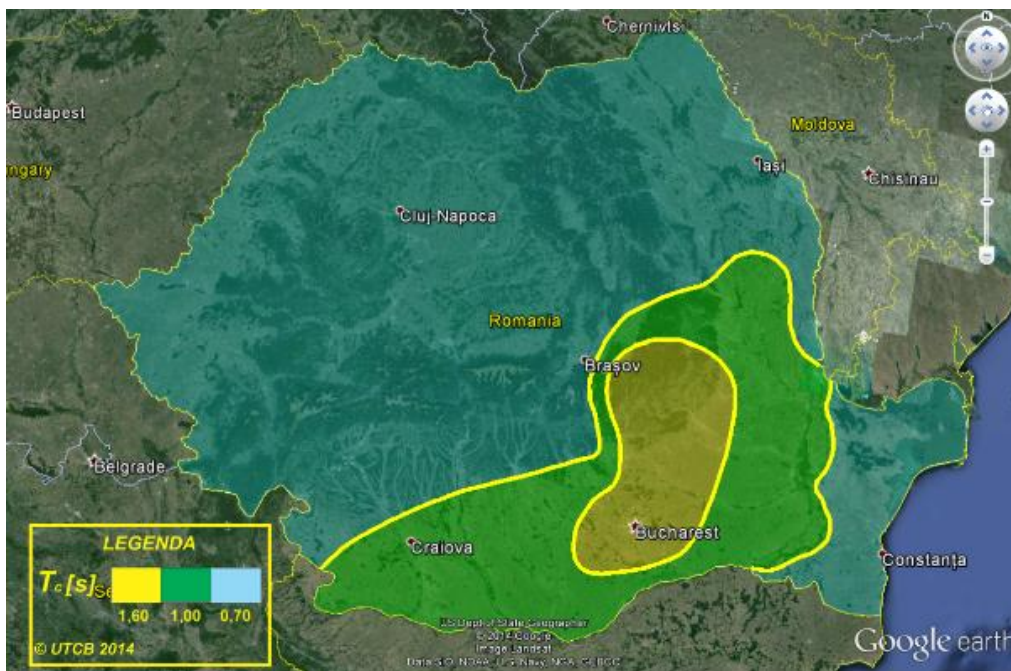
Din punct de vedere seismic, perimetrul de interes se încadrează în macrozona de intensitate seismică "81" (Conform SR 11.100/1/93 "Zonare seismică – Macrozonarea teritoriului României).

Conform P100/1-2006 se redă reprezentarea acțiunii seismice pentru proiectare prin hazardul seismic și valoarea perioadei de control. Acestea sunt redată în anexele 8/1-2, conform cărora:

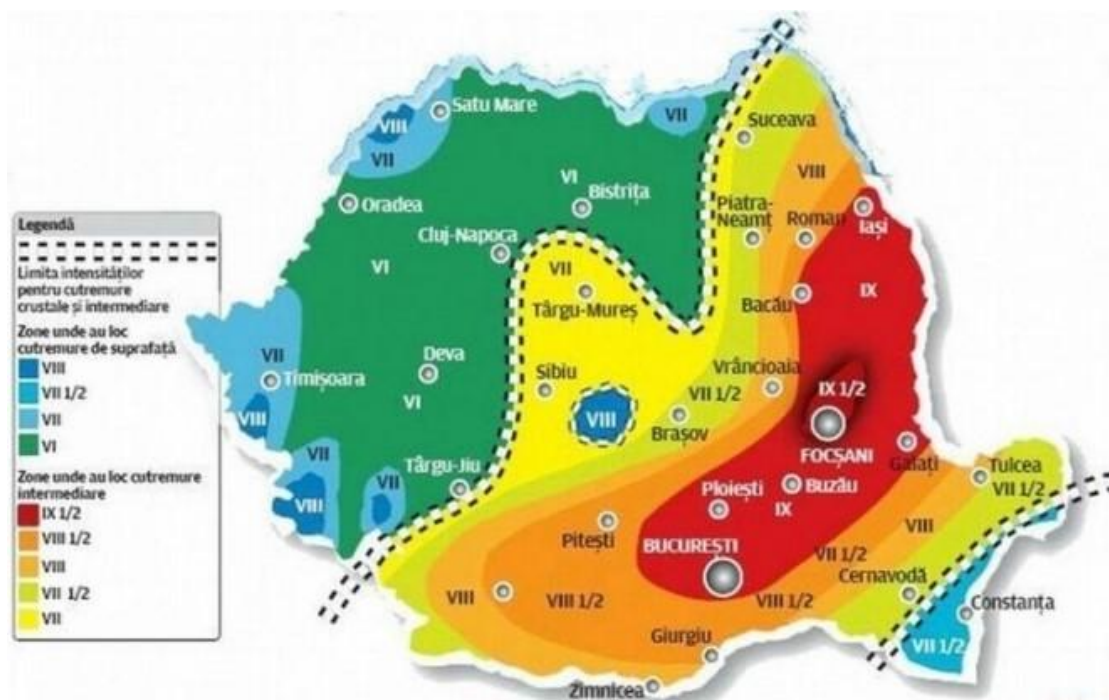
- hazardul seismic descris ca valoarea de vârf a accelerației orizontale a terenului $a_g = 0,20g$;
- valoarea perioadei de control (colt) $T_c = 0,7$ sec a spectrului de răspuns pentru zona amplasamentului.



Harta de zonare seismică (Wikipedia - Enciclopedia liberă, 2020)



Hartă de zonare seismică (T_c) (Wikipedia - Enciclopedia liberă, 2020)



Harta zonelor de risc la cutremure

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

- ii. **date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea conventionala si nivelul maxim al apelor freatice;**

Scenariul 1

Conform datelor din cadrul studiului geotehnic au fost identificate depozite aluvionare cuaternare recente, acoperite uneori de umpluturi, eterogene, necompactate, realizate neorganizat. Data fiind stratificatia

inclinata și încrucișată caracteristică sistemului fluviabil precum și intervenția antropică, succesiunea stratigrafică întâlnită în astfel de depozite poate varia pe distanțe foarte mici.

Din foraje au fost prelevate probe tulburate care au fost analizate macroscopic și corelate cu analizele de laborator astfel încât în foraje a fost identificat în suprafața unui strat de sol vegetal, cu grosimi de 0,10 - 0,20 m, urmat de un pachet de pământuri coezive, alcătuit din argile prafoase și argile prafoase nisipoase. Acest pachet se întinde până la adâncimea de investigare de 3,00 m față de CTN.

În cadrul forajelor nu a fost atins acviferul freatic. Totuși apreciem că în condițiile hidrogeologice normale, comparabile cu cele de la data efectuării lucrărilor geotehnice, nivelul acviferului freatic nu va depăși adâncimea de 2,00 m față de CTN.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

iii. date geologice generale;

Scenariul 1

Conform studiului geotehnic – Anexat.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

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;

Scenariul 1

Corelarea straturilor din succesiunea litogeotehnică evidențiată în cadrul succesiunilor fiecărui foraj conduce la concluzia unei variabilități mari a grosimii acestora, a poziției în adâncime și a omogenității.

Valorile parametrilor tehnici ai terenului de fundare sunt redate în tabelul de mai jos:

Cota (m)	Stat de sol
0,10 – 0,20	Strat vegetal
0,20 – 3,00	Argile prafoase

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

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

Scenariul 1

Din punct de vedere seismic, perimetrul de interes se încadrează în macrozona de intensitate seismică ”81” (Conform SR 11.100/1/93 ”Zonare seismică – Macrozonarea teritoriului României”).

Conform P100/1-2006 se redă reprezentarea acțiunii seismice pentru proiectare prin hazardul seismic și valoarea perioadei de control. Acestea sunt redate în anexele 8/1-2, conform cărora:

- hazardul seismic descris ca valoarea de vârf a accelerației orizontale a terenului $a_g = 0,20 \text{ g}$;
- valoarea perioadei de control (colt) $T_c = 0,7 \text{ sec}$ a spectrului de răspuns pentru zona amplasamentului.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

- vi. caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite in baza studiilor existente, a documentarilor, cu indicarea surselor de informare enuntate bibliografic.**

Scenariul 1

În cadrul forajelor nu a fost atins acviferul freatic. Totuși apreciem că în condițiile hidrogeologice normale, comparabile cu cele de la data efectuării lucrărilor geotehnice, nivelul acviferului freatic nu va depăși adâncimea de 2,00 m față de CTN.

Conform studiului geotehnic – **Anexat.**

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

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

Instalația electrică fotovoltaică cu stocare va fi amplasată pe terenul din intravilanul localității Ghiroda, județul Timiș, România.

Principalele funcții pe care instalația electrică fotovoltaică cu stocare le va îndeplini, sunt:

- captarea energiei solare;
- transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu, tensiune și curent variabile);
- regularizarea energiei electrice (transformarea în curent alternativ cu caracteristici standard);
- consumarea întregii capacități de energie electrică obținută în regim de autoconsum și reglarea dezechilibrelor cu ajutorul sistemului de stocare;
- colectarea de date de profil pentru evaluări superioare ale potențialului energetic.

Cele două pompe de caldura se vor monta în incinta aeroportului pe instalațiile proprii existente.

a) Caracteristici tehnice si parametri specifici obiectivului de investitii;

Scenariul 1 și 2:

Organizarea de santier

Organizarea de santier va ocupa o suprafață de 100 mp. Împrejmuirea se va face cu stalpi metalici și panouri de plasă de sarmă. Drumul de acces se va amenaja pe toată durata existenței organizării de santier prin asternere de balast cu grosimea de 20 cm. Organizarea va fi dotată cu module amovibile prefabricate, metalice, după cum urmează: 1 buc. modul birou, 1 modul magazie și 2 cabine WC ecologice. Iluminatul public pe perioada executiei va fi asigurat de 2 stalpi metalici cu corpuri de iluminat cu halogen. Se va realiza un racord electric cu o lungime de 90 m din racordul de 0,4 kW din imediata apropiere a amplasamentului. Detinut de operatorul regional ce asigură distribuția energiei electrice.

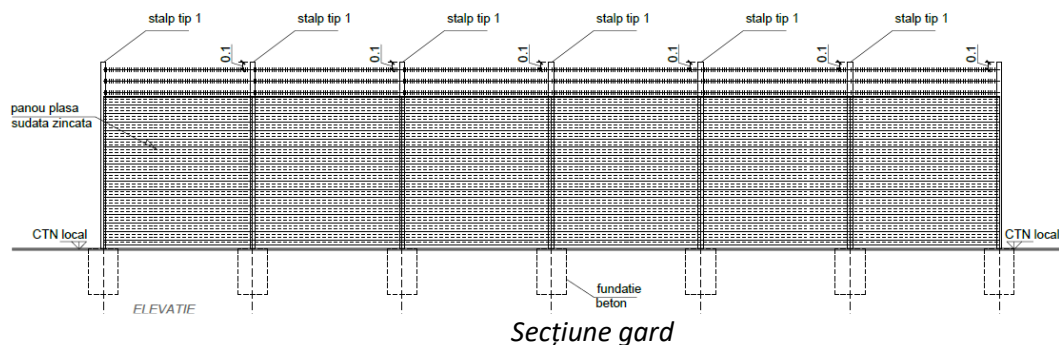
Antreprenorul va fi responsabil pentru întreținerea corespunzătoare a santierului și lucrărilor și va asigura eliminarea deșeurilor de pe santier în mod prompt. Toate materialele necesare executiei lucrărilor se vor depozita în mod ordonat, în locuri special destinate.

Lucrarile de împrejmuire vor incepe concomitent cu realizarea obiectivelor investiției. Pe plasa gardului se vor monta panouri de semnalizare de SSO conform HG 971/200, specificandu-se purtarea obligatorie a echipamentului de protecție, intrarea interzisa a autoturismelor si persoanelor neautorizate.

La intrarea in santier se va amplasa un panou general de semnalizare de securitate si un panou cu datele de identificare a șantierului.

Lucrări civile:

- eliminare de strat vegetal pe porțiunile ce vor fi afectate de pozitionarea celor 5 containere si a spatiului dedicat organizarii de santier
- Realizare cale de acces pietruiata din drumul existent pana la platforma pe care se vor pozitona posturile de transformare.
- Executarea lucrărilor de împrejmuire a terenului cu Imprejmuirea va fi realizata din montanti metalici, profil C 50x60x2, pe care se vor monta panouri din plasa armata. Pentru sustinerea cadrelor portilor se va folosi teava metalica patrata, estimativ 100x100x3/5 mm. Stalpii pentru iluminat se integreaza in planul imprejmuirii, aici fiind folosite, in functie de inaltime, elemente din teava metalica cu sectiune intre 100/100 si 150/150 mm.



Lucrări electrice:

Instalația de iluminat exterior perimetral, se va realiza cu corpuri de iluminat in constructie etansa, montate pe stalpi metalici, având o înălțime de aproximativ 5 m.

Acționarea iluminatului exterior se va realiza astfel:

Manual:

- de la cheia de comanda montata pe partea frontala a tabloului TG, pentru iluminatul exterior alimentat din acest tablou;
- de la cheia de comanda montata pe partea frontala a tabloului TE As, iluminatul exterior alimentat din acest tablou;

Automat:

- In functie de indicațiile furnizate de senzorul crepuscular, senzor montat in tabloul TE As;
- in functie de indicatiile furnizate de catre sistemul de intruziune si detectie, prevazut de catre partea de instalatii de curenți slabi.

Circuitele electrice ale instalatiei de iluminat exterior se vor executa cu:

- Cablu de cupru de energie 1kV,armat, cu intarziere marita la propagarea flacarii, pozat ingropat;
- Cablu de cupru de energie 1kV, cu intarziere marita la propagarea flacarii, pozat prin stalp, de la cutia de protectie si derivatie, la corpul de iluminat.

În locurile cu pericol de deteriorări mecanice și la subtraversări circuitele se vor proteja în țeavă metalică. Circuitele de iluminat exterior se vor echipa cu dispozitive de protecție diferențială, curentul nominal diferențial de funcționare al acestor dispozitive fiind de 30 mA. La subtraversări, cablurile electrice se vor proteja în țeavă. Carcasele metalice ale corpurilor de iluminat se vor racorda prin conductorul de nul de protecție la borna de nul de protecție a tabloului electric din care sunt alimentate cu energie electrică. Stâlpii metalici de iluminat exterior se vor lega cu platbanda OLZn 40x4 mm la priza de pământ, prevăzută de partea electrică tehnologică. Suplimentar, bornele de nul de protecție ale tablourilor electrice se vor lega prin platbanda OLZn 25x4 mm la centura interioară de legare la pământ.

Conform normativului I7-2012, pentru protecția împotriva trăsnetelor s-a prevăzut o instalație de captare a trăsnetelor, formată din paratrăsnete echipate cu dispozitive de amorsare amplasate la înălțimea de 5 m deasupra solului comuna cu priza de pământ $R_p < 1$ ohm.

Instalația de paratrăsnet se va realiza cu ajutorul a două tije de captare de 2 m lungime, care se vor monta pe acoperișul containerului în care se afla sistemul de pompe și cel de monitorizare și control. Tijele se vor lega între ele printr-un conductor de captare de OLZn 20x3 mm. Acesta se va lega la conductorul de coborare. Tijele de captare vor avea $\phi 16$ mm, h= 2m și vor fi complet echipate cu sistem suport suport și clemă pentru acestea (potențial furnizor OBO betermann). Conductoarele de coborare din platbanda de OLZn 25x4mm se vor racorda la priza de pământ prevăzută de partea electrică tehnologică, prin piese de separare (cutii cu eclisă) care se vor monta la aproximativ 2m de sol. Rezistența de dispersie a prizei de pământ, trebuie să fie de maximum 1 ohm.

Instalații de supraveghere video, sistem antiefracție, sisteme de detectie incendii și intruziuni perimetrale

În vederea asigurării mijloacelor de protecție și securitate în cadrul obiectivului se va implementa un Sistem de Securitate (SS) care va asigura semnalizarea și înregistrarea evenimentelor / alarmelor, declanșarea acțiunilor de răspuns la acțiuni de transgresare a sistemelor de protecție, având și posibilitatea de alarmare a autorităților publice / private, - astfel încât să fie cât mai mult limitate, în situațiile respective, acțiunile / intervențiile umane.

Elementul primar de protecție perimetrală va fi gardul propriu-zis oferind o garanție de securitate funcție de înălțime, construcție, material, alte elemente mecanice de securitate adiționale.

Sistemul de protecție perimetrală va realiza detecția pătrunderilor neautorizate prin intermediul unui cablu senzitiv amplasat pe gardul obiectivului.

În cadrul proiectului se prevede astfel montarea a de camere video pe întreg perimetrul, cu acoperirea completă a acestuia și cu funcționalitate de tip exterioară și full-time (zi – noapte) – precum și în zonele containerelor cu posibilitate de observare inclusiv a zonelor adiacente / drumuri de acces ale acestora.

Instalația fotovoltaică cu stocare propusă conține următoarele echipamente primare:

- Sistemul de panouri fotovoltaice;
- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Invertoarele;
- Sistemul de monitorizare;
- Sistem de stocare;
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la centrala electrică a aeroportului.

Beneficiarul dorește realizarea unei noi capacități de generare și stocare energie electrică din surse regenerabile de tip fotovoltaic.

Captarea energiei solare, se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, pe bază de siliciu – monocristalin, policristalin sau amorf, fiind diode sau joncțiuni P-N cu suprafață mare, care prin culoarea închisă a materialelor din componență, captează marea majoritate a energiei solare (fotonilor incidenti). O celulă fotovoltaică clasică, bazată pe siliciu cristalin produce energie electrică cu o tensiune de aproximativ 0,5 V și un curent proporțional cu iradianța solară, suprafața efectivă și eficiența celulei. Cantitatea de energie electrică produsă de o celulă fotovoltaică poate fi influențată de o multitudine de alți factori: tensiunea de la borne, temperatura, etc. Un număr de celule fotovoltaice pot fi conectate în serie și paralel, montate într-un sistem etanș, între o foaie de sticlă securizată și una de fluorură de polivinil, montate într-o ramă din profil de aluminiu extrudat.

Transformarea energiei solare în energie electrică se datorează fotonilor din radiația solară care ciocnesc electronii din banda energetică de valență (starea legată în structura cristalină), transferându-le îndeajuns de multă energie încât aceștia trec în banda energetică de conducție promovând circulația electronilor în direcția dictată de polaritatea joncțiunii. Acest fenomen, cunoscut în literatura de specialitate sub numele de Efect Fotovoltaic stă la baza funcționării celulelor fotovoltaice.

Celulele fotovoltaice sunt conectate în serie și paralel sub formă de panouri pentru a realiza puteri ce pot fi folosite în aplicații multiple în funcție de necesități. În cazul de față, panourile au o putere nominală (garantată de producător cu o anumită toleranță).

Panourile sunt conectate cumulând o putere instalată de cca. 6,5 MWp pentru întreaga instalație. Altfel spus, atunci când condițiile sunt similare cu cele standard (STC – standard test conditions) care sunt reprezentate de temperatura celulelor fotovoltaice componente de 25 °C, spectrul radiației incidente AM 1.5 și iradianța de 1000 W/mp, această instalație produce energie electrică la un nivel de putere de aproximativ 6,5 MWp. Condiții normale de funcționare nu pot fi similare cu cele standard decât foarte rar, astfel că instalația poate produce la un moment dat mai mult (în condiții de temperatură scăzută, atmosferă uscată și lipsită de aerosoli, albedo apropiat de unitate, în condiții de margine de nor etc.) sau mai puțin decât puterea instalată (în condiții opuse celor precedente).

Energia electrică produsă de panourile de celule fotovoltaice este sub formă de curent continuu (CC) și este neregulă (tensiune și curent variabile), dificil de transportat și folosit. Transformarea și regularizarea energiei electrice, într-o formă transportabilă, se realizează cu ajutorul invertoarelor ce transformă energia electrică generată sub forma de curent continuu (CC) în curent alternativ (CA), ce poate fi furnizată în Sistemul Energetic National (SEN). Transformarea are în total o eficiență medie Euro (European efficiency) η_{euro} de 98,2% și maximă (Max. efficiency) η_{maxim} de 98,5%. Eficiența maximă se datorează în parte fracționării la 3 tensiuni mari de până la 1000V pe partea de CC, care implică pierderi mici pe liniile de conectare și o ajustare permanentă a parametrilor de colectare (Maximum Power Point Tracking - MPPT) pe partea de CC.

În această formă, energia electrică poate fi injectată pe liniile de joasă tensiune (0,4kV) din interiorul parcului până în postul de transformare a parcului 0,4/20 kV, iar acesta va fi conectat prin rețea subterană LES 20kV la centrala electrică a aeroportului.

În conformitate cu potențialul solar aferent localizării amplasamentului aceasta se bucură de o poziție avantajoasă în cadrul țării având un potențial cuprins între 1300 – 1400 kWh/m² (Figura „Potențialul solar în România”, de mai sus).

În continuare sunt prezentate echipamentele primare ce alcătuiesc instalația fotovoltaică:

Panouri Fotovoltaice:

Panourile fotovoltaice sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Trebuie să fie elemente pasive în ceea ce privește emisia și imunitatea la perturbațiile electromagnetice conform standardelor UE în vigoare. Parametrii principali:

- Loc de montaj: exterior
- Tip: Mono-cristalin
- Putere minimă: 620W

- Eficiența minimă: 20%
- Garanție de eficiența pe o perioadă de minim 20 de ani prin care se certifica de producator ca panourile nu vor pierde mai mult de 20% din puterea nominala
- Garanție de produs: 12 ani

Legatura la fiecare panou fotovoltaic se va realiza prin cablu specializat din cupru tip 2x6 mmp, cu izolatie dubla, rezistent la foc si la conditiilor meteo nefavorabile.

Panourile fotovoltaice nu produc regimuri de socuri deformante sau nesimetrice in sistem ($\delta i < 3\%$).

Structura de montaj

Structura de montaj a modulelor fotovoltaice are rolul de fixare a panourilor fotovoltaice și de amplasare a acestora la înclinația optimă pentru a realiza capacitatea de producție propusă prin proiect. Structura de montaj cuprinde piesele metalice dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului, inclusiv condițiile de vânt și zăpadă ale locației. Structura metalica va fi montata conform proiectului de structura.

Panourile fotovoltaice se vor monta în șiruri conform planului de amplasare, montate cate doua șiruri verticale pe o structura de montaj.

Pentru sustinerea panourilor fotovoltaice se vor folosi suprastructuri metalice prefabricate, asamblate la fata locului, compuse din:

-cadre principale transversale compuse la randul lor din piloti, stalpi, si contravanturi , din profile ambutisate din tabla de otel, sectiune "C" si grinzi transversale - sectiune „omega”

-traverse longitudinale pentru sustinerea panourilor, profile din tabla de otel ambutisata, sectiune "Z"

NOTA: in faza de executie se pot utiliza si traverse din aluminiu, dimensionate conform sarcinilor ce le revin.

Profilele ambutisate vor fi prezinuate si zincate. Asamblarea componentelor se va face cu suruburi galvanizate M8, M10, M12, dupa caz. Sistemele livrate vor corespunde cerintelor de stabilitate normate, respectand incarcările specifice amplasamentului.

Solutia presupune realizarea a 8 cadre transversale, dispuse la un interax aproximativ de 3.7 m. Deschiderea cadrelor (stalp fata / stalp spate) este de aproximativ 2.9 metri.

Structura metalică de montaj va avea o înclinare cu 25° față de panta terenului în plan orizontal si o distanta intre randuri optima astfel incat sa se evite umbrirea randurilor succesive. Prinderea panourilor fotovoltaice pe structură se va realiza conform instructiunilor producătorului.

Instalatii electrice de evacuare a energiei produse la joasa tensiune:

Cate 20 de panouri fotovoltaice se inseriaza intr-un string. Vor fi 572 de stringuri. Protectia stringurilor (circuitelor de c.c.) se va face prin intermediul unor sigurante fuzibile de 8A.

Circuitele de c.c in numar de cate 6 se prind in cate un invertor de cc/ca 250 kW . Circuitele de curent continuu se vor amplasa in spate sele panourilor fotovoltaice si vor fi executate din cablu solar cu sectiunea de 2 x 6 mmp.

Se vor monta 26 de invertoare.

Invertoarele de putere ON-GRID sunt invertoare de putere trifazate unidirectionale care nu funcționează fără prezența tensiunii în rețeaua operatorului, cu rolul principal de a transforma tensiunea continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei. Invertoarele trebuie sa respecte cerintele si sa fie aprobate de operatorul de distributie din zona de alimentare precum si cerințele Ordinului ANRE nr. 208/2018 si nr.132/2020.

Datele tehnice ale invertorului sunt:

- Putere nominală in cc/maxima in cc: 250 kWp
- Nr de configuratii MPPT independente:2
- Interval de tensiuni de intrare in cc: 500-1450V

- Limitare de putere cu configuratia MPPT paralela : Reducere de putere de la MAX la ZERO
- Limitare de putere de cc pentru fiecare canal MPPT
- IMMPTmax=900A/32A
- Curent de scurtcircuit maxim pe fiecare MPPT =600A
- Nr perechi intrari de cc pe fiecare MPPT :max5 (pentru versiunile –S2X si –S2F)
- Tensiune nominala: 800 V
- Frecventa de iesire:47-53Hz
- Tensiune de iesire :320-480V (380-440V pentru Romania)
- Curentul nominal: 45A
- Curent de scurtcircuit I_{sc}: 46 A
- Protectii la iesire:antiinsularizare,maximala de curent,de minima tensiune cu varistor si la supratensiune
- Comunicatii pentru monitorizare locala prin cablu/fara fir (radio) si de la distanta
- Eficienta maxima: 99%

De la invertoare spre posturile de transformare se vor poza in tuburi de protectie amplasate subteran cabluri de joasa tensiune de 1kV de curent alternativ, din aluminiu, cu sectiuni de 4X10mmp-3x50+25mmp, sectiune determinata functie de lungimea dintre inverter si bara de joasa tensiune a postului de transformare ridicat 0.4/20kV, pentru o valoarea maxima de curent debitata de inverter de 45 A c.a.Iesirea din inverter va fi protejata prin protectii ale unui intreruptor de joasa tensiune de 400V-63A, reglate corespunzator.

Circuitele instalatiilor electrice aferente constructiilor se vor executa cu cablu avand material conductor cupru, de energie 1 kV, izolatie din PVC.

Cu intarziere la propagarea flacarilor pozate in manunchi (corespunzand metodelor de incercare din standardul pe parti SR EN 50266);

Cu rezistenta la foc pe timp limitat. Metode de incercare pentru cablurile rezistente la foc sunt reglementate pentru integritatea circuitului la soc de ST EN 50200 (cabluri de mici dimensiuni pana la 2,5 mm²) si de SR EN 50362 (cabluri cu dimensiuni mai mari de 2,5 mm², unde clasificarea este facuta conform cerintei esentiale NR.2 “Securitatea in caz de incendiu” a Directivei de Produse pentru Constructii.

Protectia acestor cabluri, a circuitului care vine de la inverter catre PT se va face printr-o siguranta fuzibila dimensionate corespunzator, iar pe partea de joasa tensiune a PT se vor monta intrerupatoare de la 250 A-1000A debrosabil si reglabil, functie de puterea transformatorului din PT.

Instalatii electrice de evacuare a energiei produse la medie tensiune:

Centrala electrica cu panouri fotovoltaice se va interconecta cu rețeaua de utilizare de 20kV – AEROPORT prin intermediul a patru posturi de transformare prefabricate.

Fiecare post de transformare va fi echipat cu:

- celula de linie 24kV;
- celula transformator 24kV;
- celula de masura;
- celula TSI;
- transformator ridicător de tensiune S=2000kVA, 0.8/20kV, 50Hz;
- tablou servicii auxiliare;
- tablou electric joasa tensiune 0.8kV;
- sistem automatizare SCADA;
- analizor pentru monitorizarea calității energiei electrice;
- priza de pământ;

Tabloul electric de joasa tensiune asigură aparatele de comutație și aparatele de protecție și/sau măsurile specifice instalațiilor fotovoltaice si va fi echipat cu:

- întreruptor automat general instalat pe plecarea spre transformatorul ridicător de tensiune cu comandă de la distanță și contacte auxiliare pentru semnalizarea poziției;
- releu de protecție ce acționează asupra întreruptorului automat pentru dublarea următoarelor protecții asigurate de inverter, în conformitate cu ord ANRE 132/2020:
 - Funcția de protecție de tensiune treapta I (valoare 1.15 Un, t = 0.5 s)
 - Funcția de protecție de tensiune treapta II (valoare 0.85 Un, t = 3.2 s)
 - Funcția de protecție de frecvență treapta I (valoare 52 Hz, t = 0.5 s)
 - Funcția de protecție de frecvență treapta II (valoare 47.5 Hz, t = 0.5 s)
 - Funcția de protecție de maximă tensiune - valoare mediata la 10 minute- (1.1 Un, t=603 s)
- întreruptoare automate/siguranțe fuzibile pentru fiecare circuit de AC aferent fiecărui inverter;
- transformatoare de curent pentru protecția și măsurarea curentului debitat de instalația fotovoltaică;
- releu de protecție care va comanda întrerupătorul general de interfață;
- analizor pentru monitorizarea calitatii energiei electrice;
- Partea de automatizare va fi înglobată în tabloul electric de joasă tensiune ca o secțiune separată, cu instalarea unor ecrane de separație între partea de forță și partea dedicată echipamentelor electronice.
- Sistemul automatizare va fi echipat cu:
 - un automat programabil cu un număr suficient de intrări și ieșiri digitale și analogice pentru a asigura preluarea semnalizărilor și transmiterea acestora, respectiv a comenzilor către întreruptor;
 - switch industrial cu un număr suficient de porturi pentru preluarea tuturor echipamentelor cu comunicație TCP care fac parte din sistemul fotovoltaic;
 - router pentru interfața cu rețeaua existentă;
 - butoane pentru comandă locală, cu LED-uri pentru confirmarea stării conectat/deconectat a întreruptorului principal
 - panou HMI pentru operarea/monitorizarea locală parcului fotovoltaic. Automatul programabil va monitoriza și comanda:
 - întreruptorul principal de conexiune la rețeaua de joasă tensiune;
 - parametrii transformatorului ridicător de tensiune;
 - celula de linie de conexiune la rețeaua de utilizare de medie tensiune;
 - invertoarele (pentru controlul puterii active și reactive);

Fibra optică pentru integrarea PT-lui în SCADA la nivel de parc fotovoltaic cu SCADA-EMS de la nivel de stație aeroport se va poziționa în același profil de sant cu LES 20 kV la 10 cm distanță față de cablu de medie tensiune.

Sistemul de stocare

Sistemele de stocare a energiei electrice sunt o alternativă viabilă cu privire la rezolvarea problemelor care apar în momentul producerii energiei electrice din surse regenerabile și lipsa consumului în același moment.

Containerul de Stocare a Energiei Electrice va fi realizat din 2 camere:

- Camera de intrare în container care conține BCS-ul, componenta de ventilare BCS, tablourile electrice de C.A, canal de cablu, sistemul de protecție la incendii și sistemul de iluminat.
- Cameră cu rafturi metalice, sistemul de baterii, sistemul de protecție la incendii, sistemul de manipulare, sistemele HVAC, sistemul de comunicare și sistemul de iluminare.

Componentele containerului de Stocare a Energiei Electrice trebuie să fie corect dimensionate din punct de vedere tehnic pentru a funcționa în parametri optimi. Containerul de Stocare a Energiei Electrice va avea la bază un sistem de baterii, care include un sistem de monitorizare și gestionare a bateriei având o conexiune directă la un BCS (Battery Conversion System), sistemul de protecție al incendiilor și sistemul componentelor Auxiliare (HVAC (heating, ventilation and air conditioning), alimentare sisteme de comunicare, sistemul de iluminare și sistemul de alimentare pentru mentenanță).

Fiecare sistem de stocare instalat va avea disponibil un dispozitiv PCS. PCS – ul este dispozitivul de conversie bidirecțională a energiei electrice, conectat între sistemul de baterii, centrala fotovoltaică, rețeaua electrică și sarcină. Acesta va izola complet sistemul de baterii de rețeaua electrică, va avea sistem de încărcare și descărcare programabil, iar timpul de trecere de la conectat cu rețeaua la deconectat cu rețeaua va fi mai mic de 500ms. De asemenea, va avea disponibilă tehnologie avansată în privința de anti-insularizării, compensare de putere reactivă și operații independente în modul Off-Grid.

Fiecare din cele 4 posturi de transformare va avea disponibil un sistem de stocare. Configurația întregului sistem de stocare, va ajunge la 10.000 kWh, iar descărcarea către rețea aeroportului va fi asigurată de 4 PCS-uri, fiecare cu o putere nominală de 250kVA.

Comunicația sistemului de stocare și a PCS-ului va fi realizată cu un dispozitiv cu rolul de a monitoriza și controla sisteme energetice în zone de consum, conceput pentru a conecta mai multe dispozitive energetice. Va fi capabil să furnizeze înregistrări de date și evenimente atât de la dispozitivele interne cât și de la dispozitivele externe (PCS).

INSTALATIA DE ILUMINAT EXTERIOR

Instalația de iluminat exterior perimetral, se va realiza cu corpuri de iluminat în construcție etansă, montate pe stalpi metalici, având o înălțime de 5 m.

Acționarea iluminatului exterior se va realiza astfel:

Manual:

- de la cheia de comandă montată pe partea frontală a tabloului TG, pentru iluminatul exterior alimentat din acest tablou;
- de la cheia de comandă montată pe partea frontală a tabloului TE As, iluminatul exterior alimentat din acest tablou.

Automat:

În funcție de indicațiile furnizate de senzorul crepuscular, senzor montat în tabloul TE As;

În funcție de indicațiile furnizate de către sistemul de intruziune și detecție, prevăzut de către partea de instalații de curenți slabi.

Circuitele electrice ale instalației de iluminat exterior se vor executa cu:

Cablu de cupru de energie 1kV, armat, cu întârziere marită la propagarea flăcării, pozat îngropat;

Cablu de cupru de energie 1kV, cu întârziere marită la propagarea flăcării, pozat prin stalp, de la cutia de protecție și derivație, la corpul de iluminat.

În locurile cu pericol de deteriorări mecanice și la subtraversări circuitele se vor proteja în teava metalică.

Circuitele de iluminat exterior se vor echipa cu dispozitive de protecție diferențială, curentul nominal diferențial de funcționare al acestor dispozitive fiind de 30 mA. La subtraversări, cablurile electrice se vor proteja în teava.

Carcasele metalice ale corpurilor de iluminat se vor racorda prin conductorul de nul de protecție la borna de nul de protecție a tabloului electric din care sunt alimentate cu energie electrică. Stalpii metalici de iluminat exterior se vor lega cu platbandă OLZn 40x4 mm la priza de pamant, prevăzută de partea electrică tehnologică. Suplimentar, bornele de nul de protecție ale tablourilor electrice se vor lega prin platbandă OLZn 25x4 mm la centura interioară de legare la pamant, prevăzută în PC.

Instalația de legare la pamant

În PC și în PT-uri se va realiza o centură interioară de legare la pamant, în contur închis, din platbandă OLZn 25x4 mm, montată aparent pe perete la circa 300 mm de pardoseală și se va racorda în două puncte la priza de pamant.

Stalpii de iluminat exterior se vor lega prin platbanda OLZn 40x4 mm la priza de pamant prevazuta de partea electrica tehnologica.

Carcasele metalice ale corpurilor de iluminat normal si ale consumatorilor de forta, precum si bornele de nul de protectie ale prizelor, se vor lega prin conductorul de nul de protectie la bornele de nul de protectie ale tablourilor electrice. Suplimentar, bornele de nul de protectie ale tablourilor electrice se vor lega prin platbanda OLZn 25x4 mm la centra interioara de legare la pamant, prevazuta de partea electria tehnologica.

Instalatia de protectie impotriva trasnetelor

Conform normativului I7-2012, pentru protectia impotriva trasnetelor s-a prevazut o instalatie de captare a trasnetelor, formata din paratrasnete echipate cu dispozitive de amorsare amplasate la inaltimea de 5 m deasupra solului comuna cu priza de pamant $R_p < 1 \text{ ohm}$.

Instalatia de paratrasnet se va realiza cu ajutorul a doua tije de captare de 2 m lungime, care se vor monta pe acoperisul PC si/sau a unor PT.

Tijele se vor lega intre ele printr-un conductor de captare de OLZn 20x3 mm. Acesta se va lega la conductorul de coborare.

Tijele de captare vor avea $\phi 16 \text{ mm}$, h- 2m si vor fi complet echipate cu sistem suport suport si clema pentru acestea (potential furnizor OBO betermann).

Conductoarele de coborare din platbanda de OLZn 25x4mm se vor racorda la priza de pamant prevazuta de partea electrica tehnologica, prin piee de separatie (cutii cu eclisa) care se vor monta la aproximativ 2m de sol. Rezistenta de dispersie a prizei de pamant, trebuie sa fie de maximum 1 ohm.

Toate partile metalice existente pe acoperis sau pe fatadele cladirilor in momentul executiei instalatiei de paratrasnet sau cele care vor aparea ulterior, se vor lega la conductorul de coborare cel mai apropiat.

Avand in vedere ca structura panourilor fotovoltaice este metalica, conform normativului I7-2012, acestea sunt considerate autoprotejate si nu este necesara instalatie de paratrasnet.

Instalatii de supraveghere video, sistem antiefracție, sisteme de detectie incendii si intruziuni perimetrale

Sistemul de securitate

In vederea asigurarii mijloacelor de protectie si securitate a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF), in cadrul obiectivului se va implementa un Sistem de Securitate (SS) care va asigura semnalizarea si inregistrarea evenimentelor / alarmelor, declansarea actiunilor de raspuns la actiuni de transgresare a sistemelor de protectie, avand si posibilitatea de alarmare a autoritatilor publice / private, - astfel incat sa fie cat mai mult limitate, in situatiile respective, actiunile / interventiile umane.

Din punct de vedere al structurii in profunzime, SS va cuprinde mai multe zone / inele interioare de securitate, avand o arhitectura si topologie constructiva care permite mentionarea (relativ ca separatie fizica) urmatoarele elemente:

Bariera fizica perimetrala formata din gardul de imprejmuire a incintei CEF;

Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii la nivelul perimetrului incintei CEF;

Echipamentele / Camerele video de captare, control, redare si inregistrare a evenimentelor / alarmelor la nivelul perimetrului CEF

Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii / evenimentelor la nivelul PC si a PT-urilor;

Camerele video de captare la nivelul PC si al PT-urilor

Echipamentele / detectoarele de sesizare, inregistrare si alarmare a unui inceput de incendiu la nivelul PC si al PT-urilor

Din punct de vedere functional, si conform elementelor de mai sus, SS ar putea fi structurat in urmatoarele sub-sisteme principale:

- Subsistem de detectie a intruziunii perimetrale (SPP) ;
- Subsistem de supraveghere video (CCTV);

- Subsistem antiefracție (AE);
- Subsistem de detectie și semnalizare incendiu (SDSI);

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul de detectie a intruziunii perimetrului (SPP).

Acest subsistem trebuie, în principal, să semnalizeze tentativele de patrundere neautorizată în parcul fotovoltaic, să reziste tentativelor de fraudare / deteriorare / vandalizare a funcțiilor și echipamentelor constitutive ale acestuia.

Elementul primar de protecție perimetrală va fi gardul propriu-zis oferind o garanție de securitate funcție de înălțime, construcție, material, alte elemente mecanice de securitate adiționale.

Sistemul de protecție perimetrală va realiza detectia patrunderilor neautorizate prin intermediul unui cablu senzitiv amplasat pe gardul obiectivului.

Cablul senzitiv se va putea monta pe o mare varietate de garduri, inclusiv pe acelea din plasa de sarma și plasa sudată.

Astfel, de-a lungul perimetrului se vor monta unități de analizare și procesare a semnalelor primite de la cablul senzitiv, module care vor permite monitorizarea unor tronsoane de cablu.

Cablul senzitiv de pe o zonă de detectie se va conecta la un capăt la procesorul / analizorul de semnal, iar celălalt capăt la un modul terminal cu elemente de tip EOL.

La intrarea în parcul fotovoltaic unde nu este economic și nici eficient să se utilizeze cablu senzitiv datorită configurației complexe a gardului (porți de acces, poarta pietonală, etc.) – practic perimetru de cablu senzitiv va fi “întrerupt”, bucla de comunicație conectându-se prin cabluri de “transversare” a zonelor respective.

Ca trasee de cabluri, cablul de comunicație de pe perimetru se va monta îngropat, protejat într-un tub propriu Sistemului SS; traseul de pe perimetru până la PC – unde se instalează serverul și software-ul de subsistem – va fi comun cu celelalte trasee de cabluri electrice existente.

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul de supraveghere video (CCTV)

În cadrul SS, scopul principal al subsistemului CCTV este înregistrarea video – ca măsură suplimentară / complementară de detectie – a tentativelor de trecere / acces în zone / perimetre neautorizate din cadrul obiectivului; înregistrarea presupune și alte acțiuni / funcții specifice CCTV, cum ar fi detectia programată de mișcare, redarea înregistrărilor după diferite criterii, stocarea înregistrărilor, etc.

În acest sens în cadrul CCTV, principalele componente sunt echipamentele care realizează exclusiv / direct funcțiile de mai sus, și anume camerele video (captarea imaginilor) și înregistratorul video – pentru receptia (înregistrarea), redarea și stocarea imaginilor.

Legat de acesta din urmă și pentru redarea cu multiple opțiuni, se menționează necesitatea monitorizării video, programabile și cu funcții specifice.

Pentru funcționarea corectă / eficientă camerele video necesită programarea modului de lucru – pentru detectia de mișcare privind zonele și elementele ce trebuie detectate și, respectiv modul de captare (rezoluția) în situațiile de stand-by sau de alarmă; acest din urmă aspect decurge din limitările existente în capacitățile fizice de stocare a înregistrărilor, și presupune deci semnale de alarmare externe CCTV – și anume de la PP și AE.

Aceste considerente impun imediat și modul de amplasare al camerelor video, pe perimetrul supravegheat al obiectivului, respectiv în zonele de control antiefracție.

În cadrul CEF se prevede astfel montarea a 16 camere video pe întreg perimetrul, cu acoperirea completă a acestuia și cu funcționalitate de tip exterioară și full-time (zi – noapte) – precum și în zonele PT-urilor cu posibilitate de observare inclusiv a zonelor adiacente / drumuri de acces ale acestora.

Echipamentul central de redare / înregistrare și monitorizarea se vor monta în clădirea tehnică.

În CEF se va utiliza soluția CCTV modernă, superioară, și anume IP CCTV.

În ceea ce privește rețeaua de cabluri video din incinta CEF, soluția prevede utilizarea integrală de fibră optică singlemode.

Utilizarea FO asigura o acuratete deosebita semnalului video, acesta neputand fi perturbat de surse externe cum ar fi electricitatea, ploaia, apa, etc. ca si in cazul cablurilor de cupru; FO asigura de asemenea si o inalta securitate pentru transmisie, intrucat nu emite si nu induce nici o energie externa, iar o pierdere de semnal / scadere de nivel poate fi imediat determinata prin monitorizare.

Se va utiliza o singura FO singlemode multifire pentru conectarea tuturor camerelor de pe perimetru, precum si o singura FO single – mode pentru conectarea camerelor de la PC si cu invertoarele.

In CEF se vor monta de asemenea camere video – de acelasi tip cu cele 4 de pe perimetru (si to cu iluminator IR de distanta mare) –si la cladirea tehnica.

In PC se vor monta echipamentele centrale ale sistemului CCTV, respectiv serverul / inregistratorul de retea (NVR) si doua monitoare color de 21”, cu functii / caracteristici de redare complementare standard de tip A si B.

In PC se va prevedea si un echipament de tip UPS, trifazat, care sa asigure back-up-ul integral pentru toate echipamentele / elementele celor doua subsisteme SPP si CCTV de mai sus ; impreuna cu UPS se va prevedea si monta un distribuitor / cutie de cleme de c.a. necesar alimentarii NVR, switch-ului de retea si media – convertoarelor conectate la acesta in ODF din cladirea tehnica.

Conform Legii nr. 333 / 2003, UPS va asigura cel putin functionarea subsistemului CCTV minimum 15 minute la caderea retelei de c.a.

Ca trasee / montare, cablul de alimentare c.a (comun PP / CCTV) se va poza ingropat pe perimetru protejat in tubul de protectie dedicat sistemului PP

Pentru traseele interioare incintei (de pe perimetru la PC, la PT-uri), FO se va monta ingropat protejat in tubul dedicat sistemului SS, pe traseele comune existente.

Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul antiefracție AE

In conformitate cu normele in vigoare la nivel european, semnalizarea la efracție / intruziune trebuie asigurata prin echipamente specializate, certificate pentru acest scop si incadrate intr-o clasa de securitate corespunzatoare.

AE va fi interfata Sistemului de securitate cu exteriorul incintei CEF – prin intermediul optiunii de instalare a elementelor de comunicator in Centrala AE putandu-se transmite alarme atat de la zonele proprii Centralei AE (efracție propriu-zisa), cat si de la subsistemul PP (intruziune perimetrala) prin interfatarea acestora ; se va realiza in acest sens conectarea tuturor iesirilor active de la modulele I/O de alarma ala PP la intrari de zone in AE (pe module expandoare dedicate).

Centrala va primi si doua semnale generale FOC / DEFECT din Centrala de detectie si semnalizare incendiu ; astfel la Centrala AE se vor concentra toate semnalele generale de alarma din CEF (tronsoanele PP, semnale SDSI si semnale AE propriu-zise)

De asemenea, din centrala AE se va comanda automat iluminatul perimetral in oricare dintre tronsoanele de cablu senzitiv.

Detectoarele de miscare de exterior, de la poarta de acces din apropiere, se vor conecta la Centrala / expandorul incorporat.

In conformitate cu prevederile Legii nr 333 / 2003 centrala AE va contine elementele necesare de alimentare incorporate (230 Vc.a. / 24 Vc.c) care sa asigure intregului sistem in ansamblu o autonomie de functionare de 24 de ore in stand – by, plus 30 minute in alarma.

Alimentarea la 230 Vc.a a Centralei AE se va asigura local pe un circuit dedicat.

Toate perifericele active se vor conecta la centrala AE, exclusiv pe contacte NC- atat de alarma cat si de sabotaj – utilizandu-se secventa DEOL ; tot pe contact NC se vor conecta si perifericele pasive (contacte magnetice, buton panica)

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru instrumentatie / comanda – control (pentru cabluri de bus / magistrala date , respectiv pentru dispozitivele locale detectoarele active si pasive mentrionate)

În clădiri/ incaperi, cablurile AE între PT-uri și PC se va poza îngropat, protejată în tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centrala AE se va monta vertical, pe perete, în camera tip comandă din PC.

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul de detecție și semnalizare incendiu (SDSI)

Centrala de detecție și semnalizare (CDS) va fi un echipament modern de tip analog adresabil, cu o arhitectură multiprocesor (cu „inteligenta artificială” distribuită) – permitând astfel realizarea unei game diverse de cerințe, asigurând o mare flexibilitate în proiectare și operare.

CDS se va putea programa / comanda local via membrane / plăci frontale și de la distanță via tastatură PC, repetitoare, etc. ; centrala va avea o configurație puternic modularizată și digitalizată.

În conformitate cu prevederile Legii nr 333 / 2003, centralele vor conține elementele necesare de alimentare încorporate (230 Vc.a. / 24 Vc.c) care să asigure întregului sub-sistem în ansamblu o autonomie de funcționare de 48 de ore în stand-by, plus 30 de minute în alarmă.

Se vor elabora proceduri de acționare și de evacuare în caz de incendiu conform normativelor în vigoare.

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru sisteme de detecție / semnalizare incendiu, cu secțiune minimă a celor două conductoare de 1 mm² (patru conductoare AWG2- / per circuit pentru cablul standard), cu întârziere la propagarea focului și manta de culoare roșie.

În clădiri / incaperi, cablurile se vor poza aparent pe perete, protejate mecanic în jgheab / plintă ;

Rețeaua de cabluri SDSI între c se va poza îngropat, protejată în tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centralele SDSI se vor monta vertical, pe perete, în camera tip comandă din PC.

Alte precizări privind sistemul de securitate al clădirilor

Din punct de vedere constructiv, în clădirea PTAB dedicată echipamentelor de monitorizare și control se va monta un rack dedicat sistemului SS ; aici se vor amplasa serverul de sistem, componentele centrale ale subsistemelor PP și CCTV, alte elemente de interfata / integrare ale sistemelor menționate – dacă sunt necesare funcție de tipul de echipament ; astfel, echipamentele se vor amplasa în funcție de spațiul disponibil alocat.

Se vor respecta cu strictețe detaliile de montaj continute în manualele de instrucțiuni care însoțesc livrarea, ca și indicațiile specialiștilor care acordă asistență tehnică pe șantier și care vor trebui să confirme corectitudinea lucrărilor executate.

Executantul lucrărilor trebuie să posede obligatoriu tehnologii pentru specificul lucrărilor ce urmează să fie executate, acestea rezultând și din lucrările anterior executate, cu același tip de soluții tehnice și de cel puțin aceeași anvergură.

Traseele de cabluri vor fi separate în funcție de tipul lor (c.c sau c.a.) și de valoarea / tipul tensiunii de lucru, cu respectarea normativelor respective privind distanțele și ordinea de pozare unele față de altele a cablurilor de energie, respectiv de curenți slabi

Toate cablurile / conductoarele vor avea etichete la ambele capete ; se vor utiliza etichete nemetalice.

Se vor respecta principiile aplicate în mod uzual – dar și cele specifice – privind ecranarea și legarea la pământ a alimentării cu energie a instalațiilor de comunicații și curenți slabi.

Continuitatea legării la pământ va fi asigurată între echipamente și componente. Toate cablurile de împământare aferente fiecărui echipament vor fi conectate la o bară comună.

Măsuri de securitate la incendiu

Pericole de incendiu avute în vedere în cadrul lucrărilor de instalare a sistemului de securitate sunt:

- Pe traseele de cabluri;
- În camerele cu echipamente electrice / electronice din PT-uri.

Având în vedere specificul lucrărilor, se va ține seama de asemenea de legile și normativele în vigoare, privind măsurile de sănătate și securitate în muncă.

Instalația de monitorizare SCADA-EMS de la nivel de parc fotovoltaic

Pentru Centrala Fotovoltaică (CFE) se dorește monitorizarea și controlul instalației tehnologice prin implementarea unui sistem SCADA de conducere și comunicare date la distanță.

Transmisia la distanță a datelor de la grupul de măsurare realizat cu un contor digital, releul de protecție și analizorul de măsurare a calității energiei electrice din celula stației electrice se va face la clădirea tehnică a aeroportului.

Va fi posibil, de asemenea, ca informațiile cele mai importante ale CFE, precum puterea activă livrată la un anumit moment dat, să poată fi citite de către beneficiar, din orice loc în care s-ar afla, cu condiția să poată avea acces la internet (pe laptop, pe mobil, etc.), informațiile către acesta fiind transmise via GSM/GPRS de la clădirea tehnică.

Sistemele și echipamentele de automatizare utilizate în PT-uri (RTU) vor fi performante, utilizând în rețeaua de comunicații interne protocoale standard IEC 61850 și IEC 60870-5-101/104.

Condiții tehnice specifice pentru sistemul SCADA

În scopul sincronizării echipamentelor din clădirile CEF +BESS între ele se va prevedea pentru RTU din PC un modul GPS care va da tactul de timp (ceasul) întregului sistem.

Serverul SCADA/Internet este prevăzut pentru supravegherea și controlul instalației tehnologice, pe monitorul acestuia fiind prezentate scheme tehnologice ce afișează datele din proces în timp real, diverse protocoale realizate cu valori instantanee sau arhivate, mediate, etc. Acest server va avea și funcții de dezvoltare a aplicației prin configurarea echipamentelor tehnologice existente sau noi și prin stabilirea drepturilor de acces în sistem.

Serverul SCADA/internet va asigura și conexiunea întregului sistem la internet.

Clădirea punctului de conexiune (PC) va fi prevăzută cu un dulap care va conține echipamentele necesare comunicației cu PT-uri din parcul fotovoltaic.

Clădirea punctului de conexiune (PC) conține și ea un contor de energie activă/reactivă, un releu de protecție și întrerupătorul.

Cerințe generale privind echipamentele și materialele de montaj

Se vor respecta următoarele norme specifice de alegere, pozare, marcă și conectare a cablurilor:
I 7/2011 – Normativ pentru proiectarea, executia și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
IEC 60364 – 5 – 52 – Norme pentru elementele terminale ale conductoarelor, imbinarea lor, metode de protejare împotriva influențelor externe;
IEC 60446:2008 – Norme privind marcajul cablurilor și conductoarelor.
IEC 61000 – Compatibilitate electromagnetica

Contractorul general al lucrărilor de execuție va asigura toate materialele marunte necesare montării echipamentelor și cablurilor.

Cantitățile de materiale, în special cantitățile de cabluri pot fi diferite de cele estimate în proiectul tehnic în urma montării efective.

Lungimile cablurilor de fibră optică singlemode sunt estimative. Lungimile exacte se vor stabili doar în urma executiei sistemului SCADA din parcul fotovoltaic.

Cerințe tehnice

Sistemul fotovoltaic cu stocare va avea o interfață locală de monitorizare și control. Datele colectate de automatul programabil instalat în dulapul de automatizare vor fi transmise către:

- aplicație de vizualizare locală (panou HMI) care se va instala pe ușa tabloului electric și de automatizare;
- sistemul central de monitorizare;
- display public date producție la intrare în locație;

Automatul programabil trebuie să poată comunica folosind cel puțin următoarele protocoale de comunicație:

- Modbus TCP
- IEC61850
- IEC60870-5-104

Se vor transmite următoarele semnalizări și comenzi:

- Activare/dezactivare regimuri precum și transmitere de setpoint-uri pentru o Reglaj de frecvență (P-f) o Reglaj de tensiune (U) o Reglaj de Putere activă (P) o Reglaj de Putere reactivă (Q);
- inverter în funcțiune/oprit;
- poziție întreruptoare automate din tablourile de conexiune TGCA;
- comenzi de acționare de la distanță întreruptoare automate;
- măsuri mărimi P, Q, U, f;
- informații complete de producție pentru fiecare inverter (string) o Curent/Tensiune intrare c.c string o Curent/Tensiune ieșire curent alternativ o Putere intrare /ieșire;
- Energie orară, zilnică, lunară, anuală;
- PR;
- Alarmer și evenimente inverter;

Automatul programabil trebuie să fie configurat în vederea transmiterii acestor date și primirea de comenzi, prin IEC60870-5-104 de la un dispecerat central care va fi realizat ulterior.

Automatul programabil se va interfața cu sistemul BMS al facilității în vederea preluării datelor de consum precum și realizarea de comenzi de setpoint dacă va fi cazul. Se vor utiliza protocoalele de comunicație disponibile în sistemul BMS al amplasamentului.

Instalația fotovoltaică trebuie să poată funcționa în regim de producător, cu injecție în rețeaua de distribuție, și să poată realiza toate reglajele solicitate prin Ordinul ANRE Nr. 74/2013:

Reglaj de frecvență (P-f)

Instalația trebuie să își poată ajusta automat, printr-un algoritm de reglaj implementat în automatul programabil, producția de putere activă ca reacție la o abatere a frecvenței sistemului față de o valoare de referință, în scopul stabilizării frecvenței măsurate în punctul de conexiune.

Reglaj de Putere activă (P)

Instalația trebuie să implementeze și mențină automat, printr-un algoritm de reglaj implementat în automatul programabil, consemne de putere activă de valoare redusă față de puterea disponibilă, primite din interfața locală a sistemului, din BMS sau de la operatorul de distribuție.

Reglaj de putere reactivă (Q)

Instalația trebuie să implementeze și mențină automat, printr-un algoritm de reglaj implementat în automatul programabil, consemne de putere reactivă fără a genera șocuri în valorile puterii active produse sau în nivelul tensiunii înregistrate în punctul de conexiune. Consemnele vor fi primite din interfața locală a sistemului, din BMS sau de la operatorul de distribuție.

Reglaj de tensiune (U)

Instalația trebuie să implementeze și mențină automat consemne de tensiune fără a genera șocuri în valorile puterii active și reactive înregistrate în punctul de conexiune. Consemnele vor fi primite fie din interfața locală a sistemului fie de la operatorul de distribuție.

Pentru realizarea reglajelor se vor implementa algoritmi dedicați în automatul programabil din tabloul electric și de automatizare.

Fiecare algoritm, funcție de modul de reglaj ales, va fi o buclă închisă bazată pe un controler PID (Proportional-Integrat-Derivat). Controllerul PID va avea ca date de intrare valoarea parametrului reglaj măsurată la punctul de conexiune, iar în cazul în care aceasta diferă de valoarea/consemnului de referință, va aplica o corecție. Formula acestei corecții va avea trei componente: proporțională, integrată și derivată. Valoarea rezultată va fi solicitată echipamentelor active (invertoarelor), iar algoritmul se va aplica în continuu până când diferența dintre valoarea măsurată și cea solicitată va fi zero.

Conectarea la rețea

Energia produsă de instalația fotovoltaică cu stocare va fi livrată în rețeaua aeroportului prin intermediul unui cablu 20 kV tip 3X A2XS 1x240/25mm pozat între PC (punct de conexiune) din incinta parcului fotovoltaic și punctul de conexiune PC din Stația de transformare a Aeroportului Internațional Traian Vuia. Distanța între cele două PC este de aproximativ 2.000.m.

Soluția tehnică se va detalia la faza PT+DE a proiectului.

Pentru respectarea cerințelor prevăzute în ordinele ANRE, se impune existența și setarea adecvată a protecțiilor interne ale modulelor de generare, respectiv, max./min. U, max./min. f, df/dt.

Astfel, în conformitate cu "Condițiile tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea", aprobate prin Ordinul ANRE nr. 132/2020:

Instalația de utilizare respectiv circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice va fi echipată cu:

- a) întreruptoare/echipamente de comutație astfel încât între unitatea generatoare și punctul de racordare/delimitare, vor exista cel puțin două întreruptoare/echipamente de comutație, exceptând întreruptorul/echipamentul de comutație al unității generatoare;
- b) releu pentru asigurarea funcției de protecție, care să declanșeze echipamentul de interfață în cazul:
 - i. apariției unui regim de funcționare insularizată;
 - ii. depășirii valorilor, maxime și minime, ale tensiunii și frecvenței convenite cu operatorul de rețea;
 - iii. depășirii unui prag de curent (suprasarcină/scurtcircuit);
- c) reglajele, respectiv valorile de acționare și temporizările funcțiilor de protecție din invertoare vor fi coordonate cu reglajele releului de protecție din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice, care respectă valorile prevăzute în tabelul 2.

Tabelul 2. Valorile maxime și minime ale tensiunii și frecvenței pentru protecțiile de interfață aferente instalațiilor de producere a energiei electrice

Funcția de protecție	Valoare	Temporizare (s)
Funcția de protecție de tensiune treapta I	1.15 Un	0.5
Funcția de protecție de tensiune treapta II	0.85 Un	3.2
Funcția de protecție de frecvență treapta I	52 Hz	0.5
Funcția de protecție de frecvență treapta II	47.5 Hz	0.5

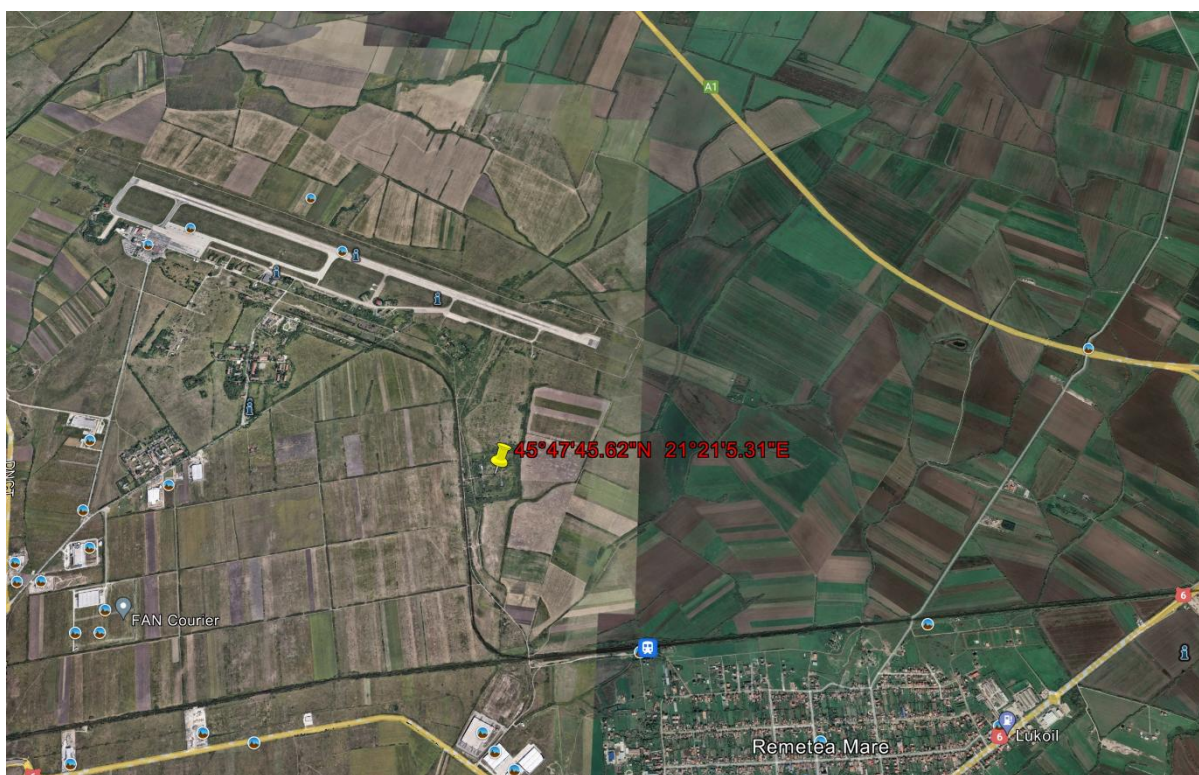
Funcția de protecție de maximă tensiune (valoarea mediată la 10 minute)*	1.1 Un	603 s**
--	--------	---------

* Această funcție se activează doar în cazul în care este conținută în modulul generator (invertor)/generator sincron achiziționat și este obligatorie în cazul protecțiilor de interfață, externe instalațiilor de producere a energiei electrice cu puterea instalată > 30 kVA.

** Timpul de acționare al protecției este dependent de valoarea inițială și finală a tensiunii măsurate, respectiv de 10 minute după un timp de demaraj de 3s.

Locația de implementare a prezentului proiect a fost aleasă astfel încât să valorifice suprafața neutilizată până în prezent și să maximizeze valoarea investiției prin minimum de cheltuieli colaterale inițiale și maximum de beneficii directe și indirecte. Alegerea locației a ținut cont de potențialul energetic solar și folosirea unei suprafețe nefolosite anterior.

Datele de geolocalizare ale locației de implementare și dispunerea panourilor fotovoltaice sunt redată în imaginile de mai jos:



Date de geolocalizare ale proiectului 45°47'45.62"N 21°21'5.31"E



Plan de situație propus

Sistemul pompe de caldura – 350 kW



Model pompa de caldura aer/apa

Investitia propusa cuprinde si mintarea unui sistem de pompe de cladura reversibile, inverter de tip aer/apa cu ventilatoare auxiliare.

Pompele de căldură, ca sisteme de conversie a energiei, sunt mașini termice care pot ridica calitatea căldurii de la un potential termic coborât până la un potential termic ridicat. Pompele de căldură pot fi utilizate pentru producerea căldurii sau a frigului. Transferul de căldură în ambele cazuri este efectuat prin intermediul unui agent de lucru care își schimbă ciclic starea de agregare. Prin utilizarea pompei de căldură este posibilă preluarea energiei termice solare înmagazinată în apă, sol sau aer și utilizarea ei în scopul acoperirii necesarului termic pentru încălzirea clădirilor. Toate aceste surse de căldură anterior menționate reprezintă un acumulator al energiei solare, astfel încât utilizând aceste surse se utilizează, de fapt, indirect, energia solară.

În cazul concret al unui proiect de investiții pentru încălzirea clădirilor, pentru stabilirea fezabilității alternativelor de încălzire și/sau răcire care pot fi avute în vedere, se recomandă stabilirea variantelor tehnico-economice și cuantificarea atractivității unei investiții prin realizarea analizei cost-beneficiu. În studiul de oportunitate se consideră comparativ o soluție de echipare cu pompă de căldură pentru acoperirea necesarului de energie termică pentru încălzirea / răcirea aerului unei clădiri și o soluție de echipare cu centrală termică functionând cu gaze naturale.

Pompele de căldură, ca sisteme de conversie a energiei, sunt mașini termice care pot ridica calitatea căldurii de la un nivel scăzut până la un nivel ridicat de temperatură. Acestea pot furniza, în mod obișnuit energia termică până la temperaturi de 120 °C.

Pompele de căldură pot fi utilizate pentru producerea căldurii sau a frigului. Transferul de căldură în ambele cazuri este efectuat prin intermediul unui agent de lucru care își schimbă ciclic starea de agregare.

Pompa de caldura aer-apă folosește aerul exterior pentru a încălzi locuința, chiar și atunci când temperaturile din timpul iernii sunt destul de scăzute. Aceasta poate fi conectată atât la diferite unități terminale (ventiloconvectoare, calorifere, etc.), cât și la instalația de încălzire prin pardoseală și, totodată, poate fi folosită pentru a produce apă caldă.

Spre deosebire de alte tipuri, pompa de căldură aer-apă nu necesită o investiție mare, deoarece căldura este preluată direct din aer și nu este nevoie să conectezi pompa la o sursă de apă sau să forezi terenul.

Avantaje:

- -Poate fi conectată cu ușurință la alte sisteme de încălzire existente în locuință;
- -Investiție inițială redusă;
- -Poate fi montată cu ușurință, doar racordată la instalația electrică și hidraulică;
- -Poate fi folosită pentru a produce apă caldă;
- -Poate fi folosită pentru răcirea locuinței în sezonul cald;
- -Poate fi folosită indiferent de suprafața locuinței;
- -Costurile de întreținere sunt minime;
- -Timp redus de încălzire.

Cateva dintre condițiile pe care trebuie să le îndeplinească sursa de caldura, pentru a putea fi utilizată de către pompele de caldura sunt următoarele:

- Disponibilitate în cantitate suficientă;
- Capacitate cât mai mare de a acumula caldura;
- Nivel cât mai ridicat de temperatură;
- Capacitate de regenerare suficient de mare;
- Posibilitate de captare în condiții cât mai economice.

După felul surselor de căldură utilizate, pompele de căldură pot fi:

- pompe de căldură de tip aer-aer, care au ca sursă de căldură aerul atmosferic și folosesc aerul ca agent purtător de căldură în clădirile în care sunt montate; la acest tip de instalații, inversarea ciclului este deosebit de ușoară, în sezonul rece echipamentul putând funcționa în regim de încălzire iar în sezonul cald în regim de racire;
- pompe de căldură de tip apă-aer, care folosesc ca sursă de căldură apa de suprafață sau de adâncime, apa caldă evacuată din industrie, agentul purtător de căldură fiind aerul;
- pompe de căldură de tip sol-aer, care folosesc ca sursă de căldură solul iar agentul purtător de căldură este aerul;
- pompe de căldură de tip soare-aer, care folosesc ca sursă de căldură energia termică provenită prin radiație de la soare iar agentul purtător de căldură este aerul;
- pompe de căldură de tip aer-apă, care folosesc ca sursa de căldură aerul, iar ca agent purtător de căldură apa;
- pompe de căldură de tip apă-apă, care folosesc ca sursă de căldură apa, iar ca agent purtător de căldură tot apa;
- pompe de căldură de tip sol-apă, care folosesc ca sursă de căldură solul, iar ca agent purtător de căldură apa;
- pompe de căldură de tip soare-apă, care folosesc ca sursă de căldură radiația solară, iar ca agent purtător de căldură apa.

Înțelegerea funcționării pompelor de căldură are la bază principiul al doilea al termodinamicii, conform căruia căldura nu trece de la sine, de la un mediu cu un potențial termic scăzut la un mediu cu un potențial termic ridicat.

Trecerea căldurii de la un mediu cu un potențial termic scăzut la un mediu cu un potențial termic ridicat devine posibilă numai prin aport de lucru mecanic. Prin utilizarea pompei de căldură este posibilă preluarea energiei termice solare înmagazinată în apă, sol sau aer și utilizarea ei în scopul acoperirii necesarului termic pentru încălzirea clădirilor.

Toate aceste surse de căldură anterior menționate reprezintă un acumulator al energiei solare, astfel încât utilizând aceste surse se utilizează, de fapt, indirect, energia solară. În mod obligatoriu, în componenta unei pompei de căldură se regăsesc un compresor, un vaporizator, un condensator și un ventil de laminare. În funcție de specificul instalației o pompă de căldură mai poate conține și alte echipamente cum ar fi schimbătoarele de căldură intermediare (figura 1), folosite din ce în ce mai des și elemente de automatizare care realizează o creștere a randamentului global al pompei de căldură precum și o mai mare ușurință în utilizare.

Elementul esențial în procesul de captare și cedare a energiei este agentul termic din circuitul interior al pompei de căldură. Acesta are proprietatea de a trece din stare lichidă în stare de vapori reci la temperaturi scăzute.

Câteva dintre condițiile pe care trebuie să le îndeplinească sursa de căldură, pentru a putea fi utilizată de către pompele de căldură sunt următoarele:

- Disponibilitate în cantitate suficientă;
- Capacitate cât mai mare de a acumula căldură;
- Nivel cât mai ridicat de temperatură;
- Capacitate de regenerare suficient de mare;
- Posibilitate de captare în condiții cât mai economice.

Sistemul de pompe se va monta direct pe racordurile existente ale aeroportului fără a necesita intervenții autorizabile pe infrastructura existentă.

b) Varianta constructiva de realizare a investitiei, cu justificarea alegerii acesteia;

Pentru prezentul obiect de investiție, care are în vedere realizarea unui sistem de producție și stocare energie electrică din surse regenerabile (energie solară), au fost analizate 2 opțiuni tehnico-economice de realizare a investiției, respectiv:

Scenariu nr. 1	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 250 kW – 26 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc
Scenariu nr. 2	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 215 kW – 30 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc

Toate echipamentele propuse în cele două soluții analizate îndeplinesc condițiile minime din ghidul de finanțare.

Condiții minime impuse de ghid	raspuns
Panouri fotovoltaice	
Eficiența panourilor trebuie să fie:	
> 19% pentru panouri monocristaline din siliciu;	DA
> 18% pentru panouri policristaline din siliciu;	Nu este cazul
> 12% pentru panouri subțiri sau semitransparente;	Nu este cazul
Condiții standard de testare (STC):	
radiație solară 1000 W/m ² ;	DA
masa aerului AM 1,5;	DA
temperatura celulei 25°C.	DA
Invertoare	
eficiență europeană: > 97%	DA
Sistem complet	
Factor de capacitate de minim 13%, reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcționare la capacitatea instalată	DA

Din cele două opțiuni tehnico-economice (scenarii), în urma analizei efectuate s-a constatat că soluția tehnică cea mai eficientă este cea aferentă Scenariului nr. 1.

Justificarea alegerii scenariului

Alegerea Scenariului nr. 1 se bazează pe următoarele avantaje:

- Număr de invertoare mai puține, în acest mod se reduce greutatea echipamentului;
- Performanțe tehnice superioare pentru invertoarele de capacitate mai mare;
- Sistemul de interconectare mai simplu;
- Soluții de montaj a invertoarelor mai eficiente din punct de vedere a grupării panourilor fotovoltaice;
- Montajul mult mai rapid și la un cost mai redus.

c) Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Varianta constructivă de realizare a investiției (Scenariul nr. 1) selectată presupune, pe lângă elementele constructive prevăzute în Devizul general, mai cuprinde și următoarele echipamente și dotări: **Conform fișelor tehnice anexate prezentei documentații.**

CALCULUL FACTORULUI DE CAPACITATE

CALCULUL FACTORULUI DE CAPACITATE			
Capacitate instalata	6.5	MW	
Productie anuala de energie (totala)	7547.92	MWh	
Productia unitara per 1MW instalat	1161.21	MWh/MW/an	
prod maxima peak power / 1 MW	8760	MWh/MW/an	
FACTOR CAPACITATE (prod realizata / prod max peak power)	13,25%		
echivalent ore/an la capacitate maxima	1161.21	ore/an	
se respecta conditiile din ghidul solicitantului?	DA	>11 >1.000	

3.3. Costurile estimative ale investiției:

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

SCENARIUL NR. 1 – DEVIZ GENERAL

Nr. crt	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	Valoare TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
PARTEA I				
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1.	Obtinerea terenului	0	0	0
1.2.	Amenajarea terenului	553.477,00	116.230,17	669.707,17
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala	164.214,00	34.484,94	198.698,94
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOLUL 1	717.691,00	150.715,11	868.406,11
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului				
2.1.	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	2.420.800,00	508.368,00	2.929.168,00
	TOTAL CAPITOLUL 2	2.420.800,00	508.368,00	2.929.168,00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1.	Studii	85.160,00	17.883,60	103.043,60
3.1.1	Studii de teren: studii geotehnice, geologice, hidrologice, hidrogeotehnice, fotogrammetrice, topografica și de stabilitate ale terenului pe care se amplasează obiectivul de investiție	50.160,00	10.533,60	60.693,60
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice - Audit energetic	35.000,00	7.350,00	42.350,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	52.800,00	11.088,00	63.888,00
3.3	Cheltuieli pentru expertizarea tehnică a construcțiilor	0,00	0,00	0,00
3.4	Cheltuieli pentru certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Cheltuieli pentru proiectare	825.489,00	173.352,69	998.841,69
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	189.529,00	39.801,09	229.330,09
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	298.040,00	62.588,40	360.628,40
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	21.120,00	4.435,20	25.555,20
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	316.800,00	66.528,00	383.328,00

3.6	Cheltuieli aferente organizării și derulării procedurilor de achiziții publice	0,00	0,00	0,00
3.7	Cheltuieli pentru consultanță	220.000,00	46.200,00	266.200,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	210.000,00	44.100,00	254.100,00
3.7.2	Auditul financiar	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	Cheltuieli pentru asistență tehnică	133.800,00	28.098,00	161.898,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	52.800,00	11.088,00	63.888,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	13.200,00	2.772,00	15.972,00
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	39.600,00	8.316,00	47.916,00
3.8.2	Dirigenție de șantier, asigurată de personal tehnic de specialitate, autorizat	81.000,00	17.010,00	98.010,00
TOTAL CAPITOLUL 3		1.317.249,00	276.622,29	1.593.871,29
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	3.637.675,64	763.911,88	4.401.587,52
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	3.663.556,00	769.346,76	4.432.902,76
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	32.388.946,00	6.801.678,66	39.190.624,66
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	104.204,00	21.882,84	126.086,84
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOLUL 4		39.794.381,64	8.356.820,14	48.151.201,78
CAPITOLUL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	52.825,50	11.093,36	63.918,86
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	48.168,00	10.115,28	58.283,28
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii de santier	4.657,50	978,08	5.635,58
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	247.431,61	0,00	247.431,61
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	193.693,01	0,00	193.693,01
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	38.738,60	0,00	38.738,60
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	15.000,00	0,00	15.000,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	1.025.417,21	215.337,61	1.240.754,82
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	7.350,00	42.350,00
TOTAL CAPITOLUL 5		1.360.674,32	233.780,97	1.594.455,29
CAPITOLUL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice si teste	21.000,00	4.410,00	25.410,00

	TOTAL CAPITOLUL 6	21.000,00	4.410,00	25.410,00
CAPITOLUL 7				
Cheltuieli pentru managementul de proiect				
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)	11.075.736,78	2.325.904,73	13.401.641,51
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOLUL 7	11.075.736,78	2.325.904,73	13.401.641,51
	TOTAL GENERAL	56.707.532,75	11.856.621,24	68.564.153,98
	Din care : C + M (Cap. 1.2, 1.3, 1.4, 2, 3.5, 3.8, 4)	10.487.890,64	2.202.457,03	12.690.347,67

SCENARIUL NR. 2 – alternativ DEVIZ GENERAL

Nr. crt	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	Valoare TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
PARTEA I				
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1.	Obtinerea terenului	0	0	0
1.2.	Amenajarea terenului	553.477,00	116.230,17	669.707,17
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala	164.214,00	34.484,94	198.698,94
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOLUL 1	717.691,00	150.715,11	868.406,11
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului				
2.1.	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investiții	2.420.800,00	508.368,00	2.929.168,00
	TOTAL CAPITOLUL 2	2.420.800,00	508.368,00	2.929.168,00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1.	Studii	85.160,00	17.883,60	103.043,60
3.1.1	Studii de teren: studii geotehnice, geologice, hidrologice, hidrogeotehnice, fotogrammetrice, topografica și de stabilitate ale terenului pe care se amplasează obiectivul de investiție	50.160,00	10.533,60	60.693,60
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice - Audit energetic	35.000,00	7.350,00	42.350,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	52.800,00	11.088,00	63.888,00
3.3	Cheltuieli pentru expertizarea tehnică a construcțiilor	0,00	0,00	0,00

3.4	Cheltuieli pentru certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Cheltuieli pentru proiectare	825.489,00	173.352,69	998.841,69
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	189.529,00	39.801,09	229.330,09
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	298.040,00	62.588,40	360.628,40
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	21.120,00	4.435,20	25.555,20
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	316.800,00	66.528,00	383.328,00
3.6	Cheltuieli aferente organizării și derulării procedurilor de achiziții publice	0,00	0,00	0,00
3.7	Cheltuieli pentru consultanță	220.000,00	46.200,00	266.200,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	210.000,00	44.100,00	254.100,00
3.7.2	Auditul financiar	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	Cheltuieli pentru asistență tehnică	133.800,00	28.098,00	161.898,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	52.800,00	11.088,00	63.888,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	13.200,00	2.772,00	15.972,00
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	39.600,00	8.316,00	47.916,00
3.8.2	Dirigenție de șantier, asigurată de personal tehnic de specialitate, autorizat	81.000,00	17.010,00	98.010,00
	TOTAL CAPITOLUL 3	1.317.249,00	276.622,29	1.593.871,29
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investiția de baza				
4.1	Construcții și instalații	4.159.566,89	873.509,04	5.033.075,93
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	4.134.474,05	868.239,56	5.002.713,61
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	32.388.946,00	6.801.678,66	39.190.624,66
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	104.204,00	21.882,84	126.086,84
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOLUL 4	40.787.190,94	8.565.310,10	49.352.501,04
CAPITOLUL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	52.825,50	11.093,36	63.918,86
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	48.168,00	10.115,28	58.283,28
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării de șantier	4.657,50	978,08	5.635,58
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	253.388,47	0,00	253.388,47
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	198.657,05	0,00	198.657,05

5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	39.731,41	0,00	39.731,41
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	15.000,00	0,00	15.000,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	1.124.698,14	236.186,61	1.360.884,75
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	35.000,00	7.350,00	42.350,00
	TOTAL CAPITOLUL 5	1.465.912,11	254.629,97	1.720.542,08
CAPITOLUL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	21.000,00	4.410,00	25.410,00
	TOTAL CAPITOLUL 6	21.000,00	4.410,00	25.410,00
CAPITOLUL 7				
Cheltuieli pentru managementul de proiect				
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)	11.323.939,11	2.378.027,22	13.701.966,32
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOLUL 7	11.323.939,11	2.378.027,22	13.701.966,32
	TOTAL GENERAL	58.053.782,16	12.138.082,69	70.191.864,84
	Din care : C + M (Cap. 1.2, 1.3, 1.4, 2, 3.5, 3.8, 4)	11.480.699,94	2.410.946,99	13.891.646,93

- costurile estimative de operare pe durata normata de viata/de amortizare a investitiei publice.

Analiza costurilor aferente proiectului este prezentata in cadrul sectiunii Analiza financiara – Proiectia cheltuielilor.

3.4. Studii de specialitate, in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor, dupa caz.

Pentru realizarea prezentei investitii au fost elaborate urmatoarele studii de specialitate:

- studiu topografic:

Scenariul 1

Anexat prezentei documentatii

Scenariul 2

Anexat prezentei documentatii.

- studiu geotehnic si/sau studii de analiza si de stabilitate a terenului:

Scenariul 1

Anexat prezentei documentatii.

Scenariul 2

Anexat prezentei documentatii.

- studiu hidrologic, hidrogeologic:

Scenariul 1

Nu este cazul.

Scenariul 2

Nu este cazul.

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

Scenariul 1

A fost elaborat un studiu de estimare a producției de energie electrică din surse regenerabile (sisteme fotovoltaice). Acesta a fost realizat cu ajutorul aplicației PVGIS.

Scenariul 2

Având în vedere că în scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în primul scenariu, s-a elaborat o singură analiză ținând cont de potențialul solar.

- studiu de trafic și studiu de circulație

Scenariul 1

Nu se aplică pentru prezenta investiție, având în vedere că proiectul vizează construire capacitate nouă de producere energie electrică din surse regenerabile (energie solară), și nu infrastructură rutieră.

- **Scenariul 2**

Nu este cazul.

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

Scenariul 1

Nu este cazul.

Scenariul 2

Nu este cazul.

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

Scenariul 1

Nu este cazul.

Scenariul 2

Nu este cazul.

- studiu privind valoarea resursei culturale

Scenariul 1

Nu este cazul.

Scenariul 2

Nu este cazul.

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

Scenariul 1

Nu este cazul.

Scenariul 2

Nu este cazul.

[illegible]

4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico- economic (e) propus (e)

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

Prin tema de proiectare se propune crearea unei capacități de producție cu stocare energie electrică (6,5 MWp) din surse regenerabile de energie, sistem pompe de caldura, pentru valorificarea prin autocosum a cantităților de energie obținute.

Prin prezenta investiție se urmărește accesarea sprijinului financiar nerambursabil din cadrul Fondul pentru modernizare în România, **Program-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi**

Amplasamentul obiectivului de investiție este situat în intravilanul localitatii Ghiroda, in imediata vecinatate a incintei Aeroportului International Traian Vuia Timisoara Județul Timis.

Obiectivele pe care și le-a propus beneficiarul pot fi îndeplinite prin 2 scenarii:

Scenariu nr. 1	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 250 kW – 26 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc
Scenariu nr. 2	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 215 kW – 30 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc

Scenariul de referinta este reprezentat de:

Scenariu nr. 1	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 250 kW – 26 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc
-----------------------	--

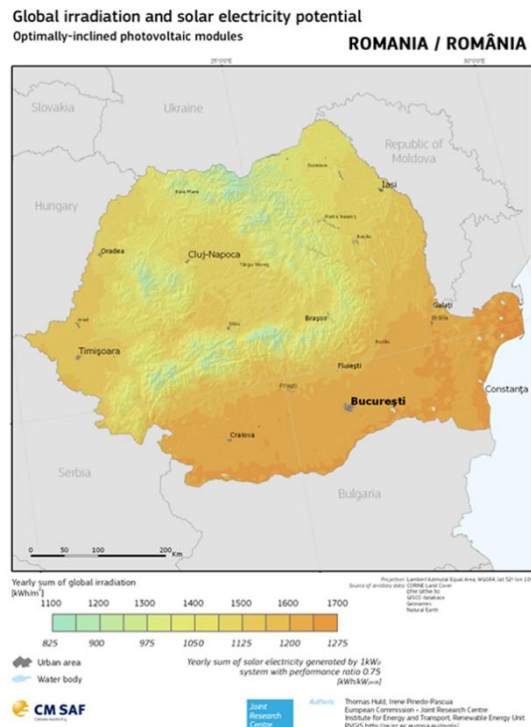
Execuția investiției (a lucrărilor) în scenariul de referință este estimată pe o **perioadă de 12 luni**.

Perioada de referință din perspectiva analizei proiectului este de 20 ani: 1 an implementare și 19 ani operare.

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

Scenariul 1

Nu au fost identificați factori de risc antropici care ar putea afecta investiția.



Zona studiată este încadrată în categoria de folosință curți construcții, conform specificațiilor din extrasele de carte funciară. Din punct de vedere climatic, zona analizată este încadrată în categoria cu potențial solar cuprins între 1300 – 1500 kWh/m², acest indicator fiind neschimbat în ultimii 10 ani.

Din punct de vedere al factorilor de risc naturali, inclusiv de schimbări climatice, amplasamentul este dimensionat cu respectarea normativelor în vigoare și luând în considerare atât acțiunile seismice (P100-3/2013), cât și încărcările din acțiunea zăpezii (CR 1-1-2-2012) și a vântului (CR 1-1-4-2012).

Din punct de vedere seismic, perimetrul de interes se încadrează în macrozona de intensitate seismică "81"

(Conform SR 11.100/1/93 "Zonare seismică – Macrozonarea teritoriului României).

Conform P100/1-2006 se redă reprezentarea acțiunii seismice pentru proiectare prin hazardul seismic și valoarea perioadei de control. Acestea sunt redate în anexele 8/1-2, conform cărora:

- hazardul seismic descris ca valoarea de vârf a accelerației orizontale a terenului $a_g = 0,25 \text{ g}$;
- valoarea perioadei de control (colt) $T_c = 0,7 \text{ sec}$ a spectrului de răspuns pentru zona amplasamentului.

Principalele riscuri naturale la care este expus amplasamentul sunt: riscuri generate de inundații, incendii de pădure, cutremur.

Scenariul 2

Întrucât amplasamentul studiat este același pentru ambele scenarii, factorii de risc antropici și naturali sunt cei descriși pentru scenariul 1.

4.3. Situația utilitatilor și analiza de consum:

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

Scenariul 1

Alimentarea cu apă - nu este cazul;

Alimentarea cu energie electrică - producție de energie electrică din surse regenerabile prin realizarea unei centrale electrice fotovoltaice cu o capacitate de producție de 6,5 MW. Se va executa un racord

de tip LES 20 kV pentru interconectarea parcului cu statia de alimentare cu energie electrica Aeroportului International Traian Vuia.

Evacuarea apelor uzate: nu este cazul;

Energie termica: nu este cazul.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

- ***solutii pentru asigurarea utilitatilor necesare***

Scenariul 1

Utilitatiile necesare funcționării constau în alimentarea energie electrică. Se vor folosi bransamentele existente, iar acolo unde este cazul se vor executa bransamente noi. Pentru bransamentele noi va fi necesar a se întocmi documentații tehnice separate, în acord cu deținătorii rețelelor respective.

Apa utilizată pe perioada de implementare a proiectului pentru consumul potabil va fi asigurată din comerț - apă imbuteliată.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu.

4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii:

a. impactul social si cultural, egalitatea de sanse;

Scenariu 1 și 2

Impact social

Din punct de vedere al impactului social, investitia vizata va contribui la creșterea competitivității societății în zona vizata, respectiv prin producerea unei capacități mărite de energiei electrice (cod CAEN 3512 - Producția de energie electrica din surse regenerabile), de asemenea se vor crea noi locuri de munca (dupa caz), proiectul contribuind la dezvoltarea economiei locale.

Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrarile avand efect imediat nu numai pentru locuitorii din Municipiul Timisoara, ci pentru toti locuitorii din judetul Timis si cei din afara acestuia, respectiv persoanele care tranzitează zona, prin efectele imediate ale proiectului, respectiv reducerea poluarii si imbunatatirea considerabila a calitatii energiei electrice.

Egalitate de sanse

Unul dintre obiectivele prioritare ale Uniunii Europene il constituie participarea activa la economie si societate, in general, a tuturor cetatenilor europeni indiferent de sex, rasa, religie, varsta, dizabilitati sau orientare sexuala.

Egalitatea dintre femei si barbati reprezinta un drept fundamental, o valoare comuna a Uniunii Europene si o conditie necesara pentru indeplinirea obiectivelor de crestere, ocupare a fortei de munca si coeziune sociala la nivelul Uniunii Europene. Desi exista inca o serie de inegalitati, in ultimele decenii s-au inregistrat progrese semnificative pentru ca barbatii si femeile sa beneficieze de sanse egale. Acest lucru se datoreaza, in primul rand, legislatiei privind tratamentul egal, masurilor destinate sa integreze principiul egalitatii de sanse in toate politicile comunitare si masurilor specifice privind promovarea femeilor.

Numeroase acte legislative europene sunt dedicate egalitatii intre femei si barbati, in special, dispozitii cuprinse in tratate si directive privind accesul la locurile de munca, plata egala, protectia maternitatii,

concediul pentru creșterea copilului, securitatea socială și regimurile profesionale de securitate socială

Angajamentele României în ceea ce privește implementarea acestor acte legislative, dispoziții și directive se reflectă și în sprijinirea proiectelor care contribuie la atingerea obiectivelor de îmbunătățire a calității mediului înconjurător și promovare a egalității de șanse.

"Prin egalitate de șanse și de tratament între femei și bărbați se înțelege luarea în considerare a capacităților, nevoilor și aspirațiilor diferite ale persoanelor de sex masculin și, respectiv, feminin și tratamentul egal al acestora" – art 1(2) din Legea nr. 202/2002 (r2), din 19.04.2009, Republicată în Monitorul Oficial, Partea I nr. 150 din 01.03.2007 – privind egalitatea de șanse și de tratament între femei și bărbați. Egalitatea de șanse a evoluat în ultima perioadă devenind un concept mai larg care se referă nu doar la femei și bărbați dar și relația cu alte grupuri dezavantajate dintr-o societate.

În ceea ce privește solicitantul AEROPORTUL INTERNATIONAL TRAIAN VUJIA S.A., menționăm faptul că va aplica egalitatea de șanse în momentul în care va selecta personalul care urmează să fie angajat după implementarea proiectului. De asemenea, acest principiu se va lua în considerare pe tot parcursul perioadei în care aceste persoane vor fi angajate indiferent de rasă, etnie, religie, sex, vârstă.

Principiul egalității de șanse va fi respectat și în cazul implementării proiectului în cadrul relațiilor contractuale care se vor crea cu toți operatorii economici, contracte care vor fi încheiate în vederea realizării investiției propuse prin specificațiile tehnice care vor fi întocmite.

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

Ca urmare a implementării prezentului proiect de investiție compania **va crea aproximativ 4 locuri de muncă.**

- În faza de realizare a investiției compania va crea aproximativ **4 locuri de muncă**
- În faza de operare, pentru întreținerea sistemului fotovoltaic, firma va avea **în total aproximativ 1 angajat** (personal de execuție).

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

Principalii factori de mediu sunt: aer, apă și sol. Calitatea acestora reprezintă "barometrul" stării generale a mediului, iar impactul negativ sau pozitiv asupra acestora reprezintă creșterea calității sau degradarea mediului înconjurător (după caz).

Impactul proiectului asupra factorilor de mediu este insignifiant din punct de vedere al poluării sau afectării unuia dintre principalii factori de mediu. Realizarea prezentului proiect va contribui în mod pozitiv asupra factorilor de mediu, respectiv va contribui la diminuarea schimbărilor climatice prin diminuarea consumului de energie electrică obținută din surse convenționale.

Influența activităților antropice viitoare la nivelul perimetrului este concretizată în exploatarea prin amenajarea terenului în vederea realizării obiectivelor de construcție (dacă este cazul). Suprafața pe care vor fi realizate amenajările respective sunt ocupate de terenuri neproductive.

Atenuarea schimbărilor climatice

Investițiile în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (eolian și solar) sunt eligibile în cadrul domeniului de intervenție 032 - Alte energii din surse regenerabile (inclusiv energia geotermală) din anexa VI la Regulamentul (UE) nr. 2021/241, cu un coeficient de 100% pentru obiectivul privind schimbările climatice. Având în vedere faptul că proiectele privind investițiile în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (eolian și solar) sprijină cu

un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbărilor climatice, se consideră îndeplinit principiul DNSH pentru acest obiectiv de mediu.

Adaptarea la schimbările climatice

Schimbările climatice pot genera o serie de modificări ale condițiilor meteorologice care ar putea afecta atât activitățile de proiectare, dar și de construire/ instalare/ montaj în cazul investițiilor în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (eolian și solar), iar neadaptarea la schimbările climatice ar determina reducerea siguranței și creșterea costurilor de exploatare.

Riscurile de accidente majore și/ sau dezastre relevante pentru proiectul în cauză, inclusiv cele cauzate de schimbările climatice, conform informațiilor științifice: alimentarea cu carburanți a utilajelor și mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizându-se în stații de distribuție sau prin unități specializate autorizate și tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor.

Efecte ale proiectelor asupra mediului

Se vor stabili prin evaluarea proiectelor de către autoritățile competente.

Se vor lua următoarele măsuri de diminuare a impactului în timpul construcției:

- lucrările se vor realiza conform proiectului;
- se vor efectua lucrări de închidere pe măsura realizării sarcinilor tehnologice;
- depozitarea materialelor de construcție se va face astfel încât să nu blocheze caile de acces (carosabil, drumuri laterale) și să nu poată fi antrenate de vânt sau de apele pluviale;
- se va realiza optimizarea traseului mijloacelor de transport cu materiale;
- se vor lua măsurile necesare pentru evitarea pierderilor de materiale în timpul transportului;
- lucrările se vor executa de către un antreprenor autorizat, cu utilizarea unor echipamente și materiale standardizate și prescrise prin proiectul tehnic și cu respectarea unui flux tehnologic de desfășurare a fiecărei lucrări în parte;
- se vor utiliza utilaje și mijloace de transport agrementate din punct de vedere tehnic, care să nu genereze scurgeri de produse petroliere și lubrifianti, zgomet, vibrații, etc.
- lucrările de întreținere (inclusiv schimbul de ulei) și reparații la utilajele utilizate în realizarea proiectului vor fi realizate numai în unități autorizate, respectându-se prevederile legislației de mediu privind gestionarea deșeurilor produse și a substanțelor și preparatelor periculoase; în cazul realizării lucrărilor de întreținere (inclusiv schimbul de ulei) și reparații la utilajele utilizate în realizarea proiectului în cadrul organizării de șantier, se va asigura dotarea cu mijloace de intervenție în caz de poluări accidentale cu produse petroliere și lubrifianti;
- în cazul poluării accidentale a solului cu produse petroliere și lubrifianti, se va decoperta solul pe o adâncime de 0,5 m, pământul contaminat se va colecta în saci și se vor transporta de societăți autorizate pentru transportul deșeurilor periculoase la depozite/incineratoare de deșuri periculoase;
- se vor respecta prevederile OUG nr. 92/ 2021 privind regimul deșeurilor;
- echipamentele achiziționate vor fi produse sub standarde de management al mediului cum ar fi: ISO140001, IEC61215, IEC61730, etc.

Efecte ale proiectelor asupra resurselor de apă

- intensitatea și complexitatea impactului: impact relativ redus, pe perioada executiei proiectului și după realizarea proiectului, deoarece măsurile prevăzute prin proiect nu vor afecta semnificativ factorii de mediu (aer, apă, sol, așezări umane);
- poluarea și alte efecte negative: lucrările și măsurile prevăzute în proiect nu vor afecta semnificativ factorii de mediu (aer, apă, sol, așezări umane) și anume: apele menajere generate în timpul realizării proiectului vor fi colectate într-un grup sanitar ecologic și evacuate într-o stație de epurare autorizată; utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilit prin lege la zi, repararea acestora în unități service specializate și întreținerea acestora în condiții optime de funcționare conduce la un nivel al emisiilor și zgomotului sub limita admisă de legislația în vigoare; utilizarea unor echipamente optimizate din construcție pentru un zgomot minim conduce la un nivel al zgomotului sub limita admisă de legislația în vigoare;
- probabilitatea impactului: impact cu probabilitate redusă atât pe parcursul realizării investiției, cât și după darea în exploatare a acesteia, deoarece măsurile prevăzute prin proiect nu vor afecta semnificativ factorii de mediu (aer, apă, sol, așezări umane) debutul, durata, frecvența și reversibilitatea.

Tranziția către o economie circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora:

În cazul acestor proiecte, se estimează că deșeurile vor proveni în principal ca urmare a lucrărilor de construcție/ montaj și din etapa de dezafectare (la finalul perioadei de viață a acestor investiții).

În ceea ce privește echipamentele/ instalațiile utilizate în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (în cazul nostru solar solara), se va evalua disponibilitatea și, acolo unde este posibil, se vor utiliza echipamente și componente cu durabilitate și reciclabilitate ridicate, care pot fi demontate și pregătite pentru reciclare în mod facil.

În conformitate cu prevederile Deciziei nr. 2000/ 532/ CE a Comisiei, preluată în legislația națională prin HG nr. 856/ 2002, cu modificările și completările ulterioare, se consideră că lucrările de execuție, nu presupun utilizarea unor categorii de materiale care să poată fi încadrate în categoria substanțelor toxice și periculoase.

Prevenirea și controlul poluării:

Aer

Investițiile în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (eolian și solar) se încadrează în domeniul de intervenție 032 - Alte energii din surse regenerabile (inclusiv energia geotermală) din anexa VI la Regulamentul (UE) nr. 2021/ 241, cu un coeficient de 100% pentru obiectivul privind schimbările climatice, sprijinind trecerea la o economie neutră din punct de vedere climatic. În etapa de operare, aceste capacități nu doar că nu emit CO₂ eq, ci vor contribui la decarbonizarea producției de energie electrică.

În perioada de construcție/ montaj a capacităților/ instalațiilor, se estimează că emisiile de poluanți atmosferici vor fi generate urmare a realizării lucrărilor propriu-zise de construire/ montaj. Pe lângă emisiile din frontul de lucru, activitatea de realizare a lucrărilor de construcții/ montaj include deopotrivă și surse mobile de emisii, reprezentate de utilajele necesare desfășurării lucrărilor, de vehiculele care vor asigura transportul materialelor/ echipamentelor/ instalațiilor, precum și de aprovizionare cu materiale necesare lucrărilor de construcție/ echipamentelor/ instalațiilor, dar și de vehiculele necesare evacuării deșeurilor de pe amplasament. Funcționarea acestora va fi intermitentă, în funcție de programul de lucru și de graficul lucrărilor. Cu toate acestea, se estimează că poluarea aerului în timpul perioadei de execuție a lucrărilor nu depășește limitele maxime permise, este temporară (în timpul executării lucrărilor), intermitentă (în funcție de programul de lucru și de graficul lucrărilor), nu este concentrată doar în frontul de lucru (unele surse sunt mobile), nefiind de natură să afecteze semnificativ acest obiectiv de mediu.

Apă

Pe parcursul etapei de execuție, se vor lua măsurile necesare astfel încât deșeurile rezultate, precum și materialele necesare pentru construire/ montaj, să fie corect depozitate pentru a se evita infiltrațiile în stratul acvifer sau în apele de suprafață, urmare a antrenării acestora de către apele pluviale sau de către vânt.

În etapa de operare și de dezafectare a capacităților/ instalațiilor, potențialele surse de poluare a apei vor fi similare cu cele din etapa de construcție/ montaj, lucrările fiind realizate cu aceleași tipuri de utilaje.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a poluanților în apele de suprafață și nici în cele subterane.

Protecția solului și subsolului

În perioada de construire/ montaj, condițiile de contractare a lucrărilor vor include măsuri specifice pentru gestionarea deșeurilor generate la fața locului, pentru a evita poluarea solului.

Materiile prime/ echipamentele/ instalațiile vor fi depozitate pe amplasamentul organizărilor de șantier în cantități reduse, prin gestiunea clară a necesităților pentru fiecare etapă. Acestea vor fi transportate etapizat și puse imediat în operă, reducând la minim efectele negative cauzate de transportul acestora.

În etapa de operare și de dezafectare a capacităților/ instalațiilor, potențialele surse de poluare a solului/ subsolului vor fi similare cu cele din etapa de construcție/ montaj, lucrările fiind realizate cu aceleași tipuri de utilaje.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a poluanților în sol/ subsol.

Zgomot și vibrații

În perioada de execuție a lucrărilor proiectate, sursele de zgomot vor avea caracter și durată temporare, se vor manifesta local și intermitent și vor fi reprezentate în principal de:

- traficul auto din zona organizărilor de șantier și de pe drumurile de acces către fronturile de lucru;
- activitățile din fronturile de lucru, de excavare, de manevrare a materialelor/ echipamentelor/ instalațiilor, respectiv de încărcare și descărcare a acestora;
- funcționarea utilajelor antrenate în procesul de construcție/ montaj.

Pe baza concluziilor evaluărilor impactului asupra mediului, dar și a condiționărilor din documentațiile de urbanism și de amenajare a teritoriului, vor fi implementate măsurile necesare de atenuare a efectelor investițiilor asupra acestui obiectiv de mediu.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a nivelului poluării fonice.

Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor:

Proiectul nu va afecta: terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității sub pământ, terenuri care să fie recunoscute că au o valoare ridicată a biodiversității și terenuri care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) și nici terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate să fie acoperite de arbori.

Având în vedere cele de mai sus, se apreciază că proiectul nu va avea un impact semnificativ asupra acestui obiectiv de mediu, luând în considerare atât efectele directe, cât și pe cele primare indirecte, de pe parcursul duratei de viață a investițiilor.

Prezentul proiect de investiții nu are impact asupra siturilor protejate, intrucat amplasamentul proiectului nu este situat într-o arie sau sit protejat, iar în imediata vecinătate a acestuia nu sunt amplasate parcuri naturale, arii sau situri protejate.

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

Scenariul 1

Din punct de vedere al impactului generat asupra contextului natural și antropic acesta va fi local, numai în zona de lucru, pe perioada de execuție a lucrărilor/ montajului și va fi unul extrem de redus.

Apa, aerul și solul sunt resursele de mediu cele mai vulnerabile, dar și cel mai frecvent supuse agresiunii factorilor poluanți, având consecințe directe și grave nu numai asupra calității mediului ambiant, dar și asupra sănătății oamenilor și a viețuitoarelor. Prevenirea poluării, ca factor major de protecție și conservare a resurselor naturale regenerabile și implicit a mediului înconjurător, se poate realiza prin utilizarea celor mai adecvate materiale, tehnici, tehnologii și practici care să conducă la eliminarea sau, cel puțin, la reducerea acumulării deșeurilor sau a altor factori poluanți.

Pe durata executării montajului sistemului de panouri fotovoltaice se vor respecta toate normele în vigoare de protecție a mediului. Atât pe parcursul executării investiției, cât și după finalizarea acesteia, mediul înconjurător nu va fi afectat în niciun fel. Prin respectarea normelor, impactul asupra mediului înconjurător va fi minim.

Din punct de vedere a protecției mediului înconjurător, menționăm că funcționarea obiectivului nu afectează mediul înconjurător cu degajări de gaze toxice, radiații periculoase și nu contaminează apa și solul.

Lucrările pentru montajul sistemului de panouri fotovoltaice nu afectează în niciun fel echilibrul ecologic, nu dăunează sănătății, liniștii sau stării de confort a oamenilor prin modificarea factorilor naturali.

Scenariul 2

În scenariul al doilea se studiază același amplasament cu cel descris în cadrul primului scenariu, prin urmare, impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează este același.

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

Analiza pieței

România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.

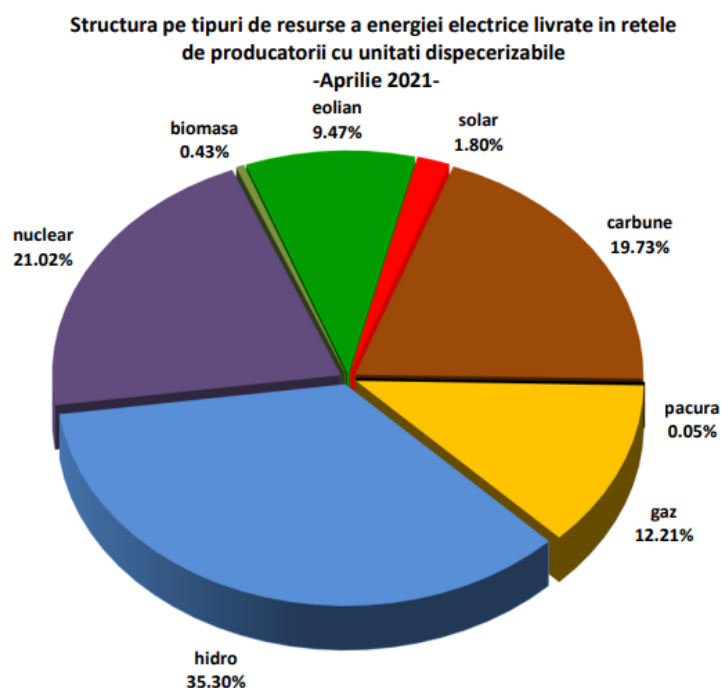
În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent, energia reprezintă încă sursa

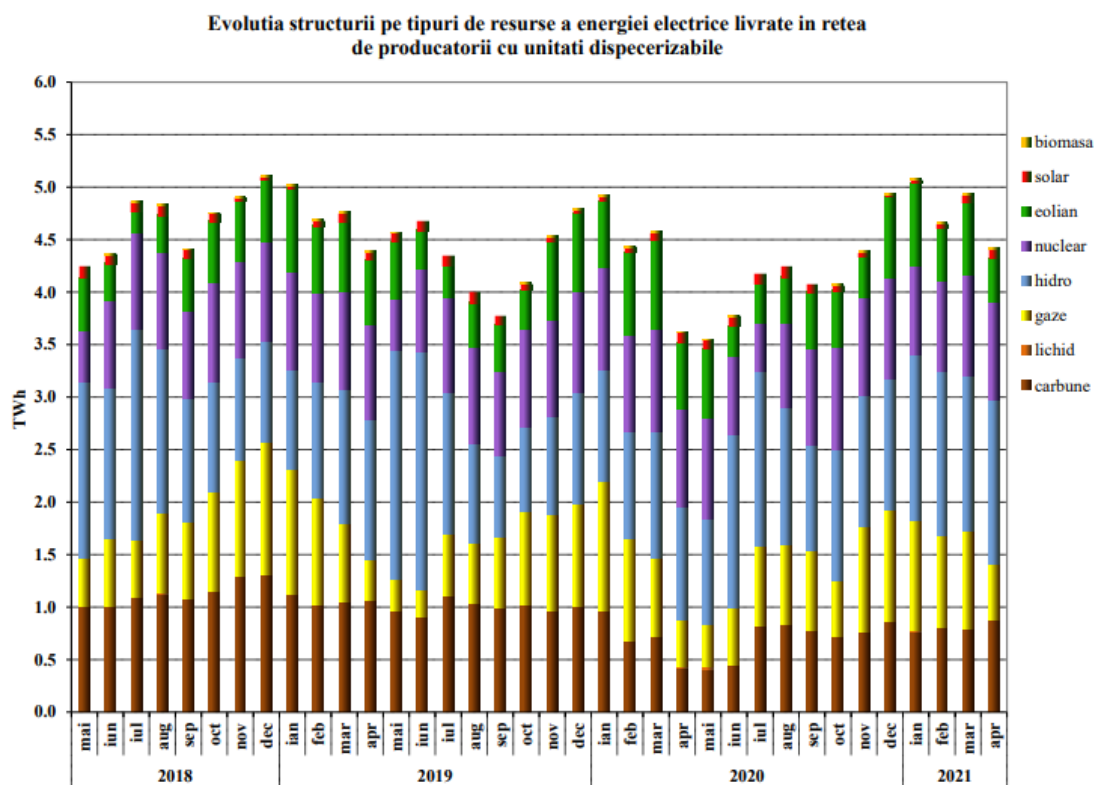
principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare SMPEE

Evoluția și situația actuală pieței energiei electrice

În România erau până pe 1 ianuarie 2021, aproape 5,9 milioane de consumatori casnici care aveau un contract reglementat. Toți plăteau un preț maxim negociat de stat cu furnizorii firmelor care ofereau energie electrică în apartamente și case.+

Aproape 99% dintre cei 5,9 milioane de consumatori (majoritatea casnici) primeau energia de la șapte firme: CEZ Vânzare SA, Electrica Furnizare SA, E.ON Energie România SA, Rețele Electrice SA, PPC Energie Muntenia SA, Engie România SA și Tinmar Energy SA, așa cum reiese din rapoartele ANRE. RCS&RDS, un alt jucător mai nou pe piața de energie, deținea, conform raportărilor companiei, aproape 150.000 de abonați la sfârșitul anului trecut.

După liberalizare, consumatorii au putut să aleagă dintre 57 de firme (în cazul energiei electrice) și dintre 69 de societăți (pentru gaze) care este compania care le furnizează energia.

La șapte luni după liberalizare sub 1,4 milioane de români și-au schimbat contractele și aproximativ 120.000 și-au schimbat furnizorul, conform datelor obținute de Europa Liberă de la ANRE. Peste jumătate din aceștia au încheiat un contract cu Hidroelectrică SA, compania națională care produce energie prin centralele amplasate în barajele cursurilor râurilor și ale Dunării.

5,75 de milioane de consumatori și-au păstrat furnizorul actual, dar au schimbat tipul și durata contractuală.

Pentru a explica cât mai bine de ce s-au majorat prețurile pe o piață energetică în care teoretic se bat aproape 120 de firme trebuie să explicăm cum ajunge energia electrică în prizele din case și gazele în centrale și în aragazul din bucătărie.

70% din consumul zilnic național de energie este produs de doar patru companii - Nuclearelectrica SA, Hidroelectrică SA, OMV Petrom SA și Complexul Energetic Oltenia SA. Energia regenerabilă (eoliană, solară, biomasă etc) atinge în cele mai bune zile în jur de 30-32% din consumul zilnic energetic al țării.

După ce este produsă energia zilnică de către Hidroelectrică, spre exemplu, sau de alt producător aceasta intră în sistemul național.

Rețeaua națională (de înaltă tensiune) este asigurată de compania de stat Transelectrica. Situația este identică și în domeniul gazelor.

Sistemul electric de înaltă tensiune este administrat de Transelectrica, societate de stat care are un tarif de 20 de lei/ MWh intrat în rețea.

După ce acestea sunt extrase, ele sunt introduse în rețeaua administrată de Transgaz.

De aici, energia produsă de centralele hidroelectrice poate fi transportată doar de anumite companii, cărora statul român le-a concesiionat dreptul exclusiv de a distribui energie electrică sau gaze. În România, prin ordine ANRE din 2004 și 2005, s-a stabilit că subsidiarele de profil ale PPC, Electrica și E.ON au dreptul exclusiv de distribui energie. Altfel spus, s-o preia din rețelele de înaltă tensiune și s-o transporte în sistemul de joasă tensiune, cele care alimentează zonele rezidențiale.

Mai mult, în baza acestor ordine ANRE, Înalta Curte de Casație și Justiție a mai stabilit în martie 2021 că alți producători nici măcar nu au dreptul să-și dezvolte o rețea proprie de distribuție a energiei. Aceste reglementări fuseseră atacate în instanțe din 2017 de RCS&RDS care dorea să-și dezvolte rețeaua proprie de distribuție.

- PPC are concesiune de distribuție energie electrică pentru regiunile Banat, Muntenia și Dobrogea pentru energie electrică.
- Electrica (prin Electrica Power Distribution) are concesiunea de distribuție energie electrică pentru Cluj, Maramureș, Satu Mare, Sălaj, Bihor, Bistrița-Năsăud, Brașov, Alba, Sibiu, Mureș, Harghita, Covasna, Prahova, Buzău, Dâmbovița, Brăila, Galați și Vrancea.
- E.ON are concesiune distribuție gaze pentru Transilvania, Crișana, Maramureș, Moldova și Banat (partea de nord a țării) și pentru gaze.
- Engie preia concesiunea distribuției gazelor în partea de sud a țării.

Revenind, de la 1 ianuarie s-a permis societăților care și-au asumat rolul de furnizor șansa de prelua energia de la distribuitor și a o oferi populației.

Prin urmare, pe piață au intrat trei tipuri de firme:

4. Producătorii privați de energie regenerabilă (solară, eoliană etc) și Hidroelectrică. Firme care produc energie cu scopul de a o vinde direct sau la bursă. Prin liberalizare, aceste firme au putut să vândă direct energia pe care o produc către consumatori casnici, stabilind orice preț au considerat corect. De obicei, aceste societăți produc cea mai ieftină energie.
5. Traderi de energie, firme care cumpără energie pentru a o vinde mai departe către populație sau alte societăți.
6. Platforme industriale care realizează energie electrică pentru activitatea proprie: gen ALRO Slatina sau Liberty Galați.

Prețul energiei electrice la consumatorul final a crescut în primele șase luni, cu 24% conform datelor obținute de Institutul Național de Statistică (INS). Însă această este media până în iunie, acum în piață sunt companii care au majorat tarifele și până la 65%.

Europa Liberă a dezvăluit în această lună o situație în care o firmă a dublat printr-o notificare tarifele, deci le-a mărit cu 100%. Majorarea tarifelor nu trebuia să fie mai mare de 10,7% (formată din creșterea costurilor cu achiziția certificatelor de CO₂ - 4,5%, diferența între cerere și ofertă, care a determinat achiziția energiei din import - 6,2%).

Pe bursa de energie, prețul mediu ponderat pentru un MWh tranzacționat a ajuns și la 115 euro. În schimb, același cotație era în februarie 2020 la 44 euro/MWh, iar în august 2020 era de 43 MWh.

Cotațiile unui MWh în Franța, Germania și Belgia sunt sub 45 de euro. Doar în Serbia, Ungaria și Grecia se mai ating astfel de cotații, tot din cauza prezenței producătorilor de energie pe cărbuni.

Prețul energiei electrice pe piața spot a bursei OPCOM (Piața pentru Ziua Următoare - PZU) a avut o medie de 932 lei pe MWh în luna februarie 2022, valoare de patru ori mai mare față de prețul înregistrat în aceeași lună a anului trecut, respectiv 234 lei pe MWh, potrivit raportului lunar postat pe site-ul operatorului bursier.

Tendinte – piața energiei

Conform surselor de specialitate, piața de energie electrică din România va fi caracterizată, pe termen mediu și lung, de volatilitatea prețului pentru energia electrică, cu tendință accentuată crescătoare, de concurența în creștere între jucătorii de pe piața de furnizare a energiei electrice, precum și de noua legislație care introduce prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată.

Volatilitatea prețului pentru energia electrică și tendința crescătoare va fi accentuată de factori exogeni industriei: înăsprirea condițiilor de mediu în care producătorii trebuie să funcționeze, limitarea surselor primare de energie prin politici cu caracter imperativ, lipsa politicilor de stimulare a apariției de noi producători, precum și de factori endogeni: tendința de a vinde doar pentru perioade scurte și aglomerarea în zona de echilibru și vârf, conform www.investenergy.ro.

Liberalizarea pieței de furnizare a impus regândirea priorităților și stabilirea strategiilor pentru menținerea cotei de piață a furnizorilor. Concurența între furnizorii de energie va crește, mai ales în ceea ce privește diversificarea portofoliului de produse oferite clienților, respectiv: oferte pentru gaze naturale, asigurări, produse electrocasnice etc. și de servicii digitale oferite: aplicații mobile, facturi și plăți online, extinderea serviciului de relații cu clienții prin soluții de tip chat, apreciază reprezentanții în domeniu. Și Furnizorii de Ultimă Instanță vor trebui să-și stabilească noi strategii privind gestionarea portofoliilor date fiind noile prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată, se arată în raport. Pe viitor, în aria de distribuție a energiei electrice, tendința de reglementare este de a acorda remunerarea operatorilor luând în considerare atât calitatea serviciilor oferite, cât și costurile operaționale și eficiența pe bază de analize comparative între distribuitori.

De asemenea, distribuitorii de energie vor trebui să-și adapteze procesele și strategiile privind dezvoltarea și modernizarea rețelelor și să ofere soluții producătorilor independenți, având în vedere apariția prosumatorilor, participanți activi în piața de energie. Context în care sunt necesare investiții semnificative pentru îmbunătățirea infrastructurii, atât de transport, cât și de distribuție, spun reprezentanții în domeniu.

Pe termen lung, vehiculele complet electrice și vehiculele utilitare ușoare vor crește consumul de energie electrică în sectorul transporturilor.

Dezvoltarea tehnologică viitoare va sprijini politicile de eficiență energetică precum: dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a contorizării inteligente; eficientizarea consumului final de energie (integritatea termică a clădirilor, iluminat, aparate electrice, unități cu motor, pompe de caldură etc.); implementarea contoarelor inteligente. Reducerea semnificativă a costurilor tehnologiilor fotovoltaice reprezintă o oportunitate de dezvoltare pentru proiectele de generare la scară mai mică, în special în zona casnică.

În următorul deceniu vor fi schimbări majore privind cadrul de reglementare, ca urmare a noii Strategii pentru o Uniune Energetică Europeană. Legislația românească trebuie aliniată, în continuare, cu legislația UE. În 2020 a avut loc cel mai complex proces de revizuire a legislației secundare din ultimii ani – 47 de reglementări, în scopul alinierii la modificările Legii energiei, decontarea la 15 minute, finanțarea lucrărilor de racordare a clienților casnici și non-casnici cu lungimi mai mici de 2,5 km.

Liberalizarea totală a pieței energiei electrice de la 1 ianuarie 2021 a determinat furnizorii să schimbe strategiile de achiziție a energiei, de vânzare către clienții finali, de dezvoltare de noi produse și servicii, se evidențiază în analiza realizată.



Un aspect foarte important referitor la prognozele pe termen mediu și lung îl reprezintă obiectivele Uniunii Europene pentru următoarea perioadă. Cunoaștem foarte bine situația cu care ne confruntăm la nivel mondial privind schimbările climatice. În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a

energiei și cercetare, inovare și competitivitate.

Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

Astfel, fiecare stat membru are responsabilități clare și ținte stabilite de atins. În consecință, pentru a garanta îndeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, până la data de 31 decembrie 2018.

În urma recomandărilor Comisiei, contribuția actualizată a României la realizarea obiectivelor Uniunii Europene până în 2030 este evidențiată în tabelul de mai jos:

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030	
Emisii ETS (% față de 2005)	-43,9%*
Emisii non-ETS (% față de 2005)	-2%
Pondere globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie	30,7%
↓	
Pondere SRE-E	49,4%
Pondere SRE-T	14,2%
Pondere SRE-Î&R	33,0%
Eficiență Energetică (% față de proiecția PRIMES 2007 la nivelul anului 2030)	
Consum primar de energie	-45,1%
Consum final de energie	-40,4%

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030

Consum primar de energie (Mtep)	32,3
Consum final de energie (Mtep)	25,7

Sursă: Analiză Deloitte pe baza documentelor oficiale elaborate de autoritățile implicate în elaborarea PNIESC

Astfel, pentru atingerea nivelului de ambiție cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile de 30,7% în anul 2030, România va dezvolta capacități adiționale de SRE de aproximativ 6,9 GW comparativ cu anul 2015. Una dintre direcțiile principale conform Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030 este reprezentată de *inlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din surse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect și promovarea în continuare a resurselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursă eoliană sau solară)*. Pentru atingerea tintelor vizate/ asumate este necesară asigurarea unei finanțări corespunzătoare din partea UE în sprijinul dezvoltării/ realizării de investiții în domeniu. Astfel, prezenta măsură de finanțare (*Măsura de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile din cadrul Planului Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie*) vine în sprijinul realizării obiectivelor vizate, prezenta investiție fiind oportună și sustenabilă în contextual actual. De asemenea, prezentul proiect se justifică și prin prisma beneficiilor economice, respectiv prin cererea identificată pe piață, tendințele de creștere și evoluția estimată a pretului.

Strategia de piață ce va fi aplicată pentru valorificarea produselor

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

- Iradierea: în unele zone ale țării, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate crește până la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor față-verso cu tracker monoaxial;
- Prezența, în multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune în apropiere sau la sol (facilitarea conectării la rețeaua electrică națională);
- Tehnologia fotovoltaică este relativ simplă în comparație cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atât în ceea ce privește instalarea, cât și întreținerea ordinară/extraordinară;
- Prețul tehnologiei relative, în special costul panourilor fotovoltaice a scăzut (aproximativ 30% față de 2012);
- A existat o creștere/ îmbunătățire a tehnologiei referitoare la construcția panourilor: a) eficiența policristalinului, b) creșterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 660 Wp), c) panouri cu două fețe pe tracker mono-axial versus mono-facial;
- Sistemele fotovoltaice, având în vedere nivelul tehnologic actual, au o pierdere de eficiență energetică de 0,5% pe an - după perioada de amortizare, sistemul rămâne în continuare productiv;
- România, ca și alte țări în curs de dezvoltare din Uniunea Europeană (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmează tendința altor țări europene mai industrializate (Germania, Franța și Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Dacă considerăm Italia ca punct de referință, care are 21.000 MWp de energie fotovoltaică, șansa pentru creșterea numărului de centrale fotovoltaice și capacitatea relativă instalată în România (1.400 MWp) este considerabilă în special a celor aflate în imediata apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea și construirea energiilor regenerabile în România datează din perioada de după 2012, susținută de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. În ultimii ani, conform detaliilor atașate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie

regenerabilă. În ceea ce privește resursa eoliană, investitorii au fost CEZ, PPC, Martifer, Energia de Portugal.

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

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

Viitorii producători de energie vor vinde energie în următoarele moduri:

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

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

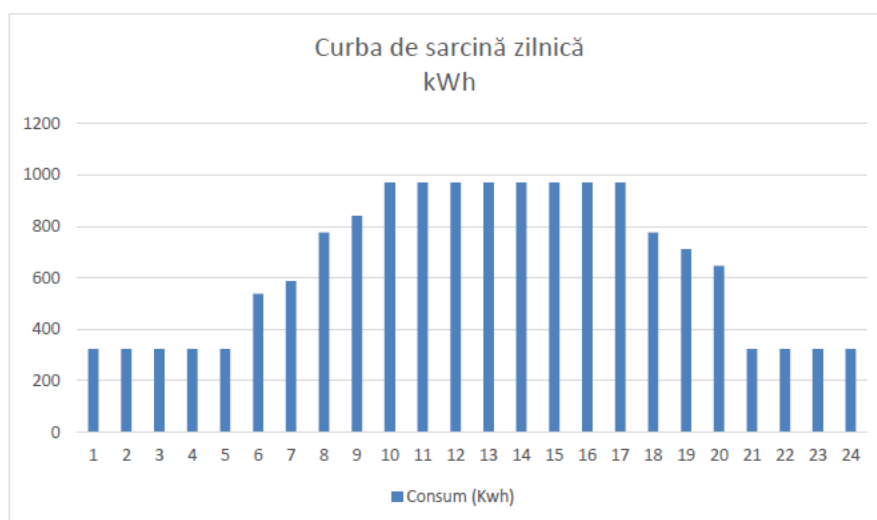
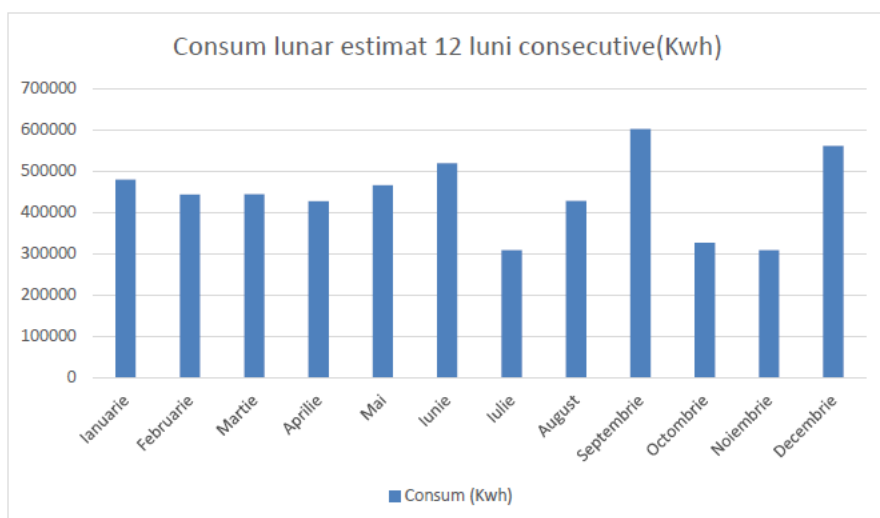
Analiza la nivel de beneficiar

Pornind de la componența unități economice și luând în considerare timpii de funcționare estimați în cadrul auditului energetic, având la bază duratele diverselor procese tehnologice implicate, dar și facturile de energie electrică pe ultimele 12 luni:

Consumuri realizate de energie electrică pentru 12 luni calendaristice 2023-2024

Luna	2023	2024
	Consum (Kwh)	Consum (Kwh)
Ianuarie	315.790,09	413.082,00
Februarie	301.308,13	381.752,00
Martie	321.705,94	382.156,00
Aprilie	255.788,01	368.048,00
Mai	287.245,68	401.541,00
Iunie	294.712,05	446.696,00
Iulie	310.051,18	265.212,00
August	335.588,15	
Septembrie	281.419,98	518.583,00
Octombrie	255.549,60	63.708,00
Noiembrie	267.457,30	265.542,00
Decembrie	321.830,24	483.144,00
TOTAL/AN	3.548.446,35	3.989.464,00

În baza calculelor efectuate, consumul estimat de energie electrică în instalația actuală a beneficiarului este de 5308168 kWh/an



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

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

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

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecărui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecărui scenariu;
- Calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și sustenabilitatea financiară.
- Anexele care conțin tabelele complete pentru cele două scenarii – atașate la finalul prezentului studiu de fezabilitate denumite anexa 1.1. și anexa 1.2..

În lipsa vreunei indicații specifice în Ghidul Solicitantului, prezentul document este realizat conform indicațiilor Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020.

ANALIZA FINANCIARĂ (sumar)			
	RIRF/(C)	Sustenabilitatea	RIRF/(K)
TOTAL COST INVESTIȚIONAL			
Teren	-	-	
Construcții	-	-	
Echipamente	-	-	
Necorporale	-	-	
alte cheltuieli investiționale	-	-	
variația capitalului de lucru	-(+)	-(+)	
VALOAREA REZIDUALĂ	+		+
TOTAL COSTURI DE OPERARE			
materii prime	-	-	-
Salarii	-	-	-
energie, utilități	-	-	-
întreținere și operare	-	-	-
costuri administrative	-	-	-
reparații, costuri înlocuire*	-	-	-
alte ieșiri de numerar			
Dobânzi		-	-
rambursări de credite		-	-
impozite și taxe		-	
VENITURI OPERAȚIONALE			
produs X	+	+	+
produs Y	+	+	+
Servicii	+	+	+
SURSE DE FINANȚARE			
asistență UE		+	
buget de stat		+	_**
capital privat		+	-
Împrumuturi		+	
alte resurse (ramburs TVA)		+	
* nu se suportă din costul investițional, nu sunt prevăzute în devizul general al investiției			
** numai în cazul indicatorilor de performanță la nivelul capitalului investițional			

Notă – Tabel 2.2 din cadrul GUIDE TO COST-BENEFIT ANALYSIS OF INVESTMENT PROJECTS

Prezentare ipoteze:

Următoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 20 de ani după cum urmează:
 - Perioada de implementare a proiectului – 1 an (etapa 1 respectiv etapa 2). Acestor etape le revin anul calendaristic 2026;
 - Perioada de operare a proiectului de 20 ani, perioadă în care sunt previzionate venituri și costuri de operare. Acestor ani le revin anii calendaristici 2027 - 2046;
- Toate sumele prezentate sunt în lei. În cazul în care este folosită o altă monedă, acest lucru este precizat distinct;
- Cursul valutar este de 1 euro = 4,977 lei;
- Valoarea TVA – 21%;
- Rata de actualizare este estimată în conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomandă utilizarea **ratei de actualizare financiară de 4%, a ratei de actualizare economico-socială de 5%** pentru proiecte majore în țările beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte și România).

- Analiza este realizată la prețuri constante – având ca perioadă de referință anul 2023, ultimul an încheiat cu date statistice disponibile înainte de depunerea proiectului;
- Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului European privind elaborarea analizelor Cost-Beneficiu, respectiv ale Ghidului Solicitantului; În cazul ambelor scenarii se ține cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta **”fără proiect”**. Astfel analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului. Totodată, prin acest demers se respectă cerința specifică din cadrul Ghidului Solicitantului și anume – **”proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă”**.
- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul ”constant” este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență în determinarea indicatorilor proiectului.
- Analiza este realizată în conformitate cu **principiul economic al prudenței** – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
- Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar **o unitate de analiză independentă**, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.
- Cele două scenarii sunt raportate la scenariul contrafactual - **”do nothing”**. Practic, în lipsa finanțării nerambursabile solicitate societatea nu va mai realiza prezenta investiție.
- Pentru a se putea asigura o prezentare cât mai transparentă și mai ușor de parcurs, tabelele care prezintă evoluția tuturor elementelor identificate (costuri, venituri, calcule indicatori financiari, eşalonare investiție, etc) se regăsesc sub forma unor anexe:
 - Anexa 1.1. - care prezintă evoluția tuturor valorilor calculate pentru Scenariul 1.
 - Anexa 1.2. - care prezintă evoluția tuturor valorilor calculate pentru Scenariul 2.

Costurile proiectului:

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

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

Costurile cu investiția :

În tabelul următor sunt prezentate costurile cu investiția:

Costuri cu investiția	U.M.	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Costuri cu investiția exceptând TVA	Lei	56.707.532,75	58.053.782,15
TVA	Lei	11.856.621,24	12.138.082,69
Costuri totale cu investiția	Lei	68.564.153,98	70.191.864,84

Defalcarea costurilor pe componente se regăsește în devizele generale aferente fiecărui scenariu. Aceste costuri se realizează o singură dată – pe durata unui an calendaristic denumită perioada de implementare a proiectului. În documentele anexate **perioada de implementare** a proiectului este **anul 2026**.

Costurile de amortizare

Aceste costuri nu au nici o influență asupra operativității proiectului fiind necesare doar în înregistrările contabile ale societății.

Infrastructura tehnică de producere a energiei regenerabile este formată din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durată de viață distinctă. La momentul de față nu se cunoaște furnizorul sau modelul de echipament ce va fi achiziționat, motiv pentru care nu poate fi determinat cu acuratețe care este perioada de timp pentru care echipamentele vor funcționa.

În tabelul următor sunt prezentate principalele componente ale sistemului de producere a energiei fotovoltaice și duratele de viață ale acestora, inclusiv durata de viață din nomenclator.

Componente proiect	Interval Durata amortizare (ani)	Durată (ani)
Construcții și alte elemente similare	1.3.1 (25-35)	30,00
Panouri fotovoltaice	2.1.16.5. (8-30)	24,00
Invertoare	2.1.16.6. (12-18)	12,00
Baterie Stocare	2.1.16.3.3. (12-18)	18,00
Posturi Transformatoare interior parc	2.1.16.3.1 (16-24)	24,00
Total		TOTAL

Deși durata de viață contabilă a acestor echipamente este un lucru diferit de durata de funcționare – considerăm că la acest moment (elaborarea ofertei) cel mai transparent mod de a stabili modalitatea de amortizare, este cea liniară, cu o valoare egală pentru toți cei 20 de ani de referință, pentru întreaga valoare a investiției, respectiv

Cheltuielile cu amortizarea investiției în cadrul proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile

Amortizarea reprezintă procesul prin care se alocă treptat costul de achiziție al echipamentelor și altor mijloace fixe pe durata de utilizare a acestora. Astfel, nu doar că amortizarea reflectă uzura fizică și morală a activelor, dar permite și recuperarea valorii de achiziție în mod eșalonat, contribuind la stabilitatea financiară a firmei. Importanța amortizării este evidentă prin beneficiile fiscale pe care le oferă, fiind deductibilă din punct de vedere fiscal și ajutând societatea să își reconstituie resursele financiare pentru înlocuirea echipamentelor la finalul duratei de utilizare.

Amortizarea mijloacelor fixe

Pentru proiectele realizate prin intermediul finanțărilor nerambursabile, legislația impune utilizarea metodei de amortizare liniară. Aceasta este singura metodă acceptată, deoarece oferă o distribuție uniformă a cheltuielilor de amortizare pe durata de viață a activului, asigurând transparență și predictibilitate în raportările financiare. Celelalte două metode, degresivă și accelerată, sunt interzise în cadrul acestor proiecte pentru a evita orice distorsiuni în calcularea costurilor și pentru a menține conformitatea cu cerințele finanțatorilor.

Amortizarea se regăsește în capitolul 4.3. din anexele – 1.1. și 1.2. (specifice fiecărui scenariu) și a fost realizată după următorul raționament:

Costuri cu investiția	Durata amortizare (ani)	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Echipamente si utilaje	20	26.026.622	36.548.513
Amorizare anuala	20	1.801.331	1.827.426
Costuri totale cu investiția	Lei	56.707.532,75	58.053.782,15

Costurile de operare

Costurile de operare sunt acele costuri necesare pentru ca infrastructura tehnică să poată funcționa la parametrii optimi pe întreaga durată de analiză. Aceste costuri se vor realiza în cei 20 ani de operare și anume, între anul 1 și anul 20.

Mentenanță preventivă se va face cu personal proprii si include următoarele activități:

Activități corective ocazionale/la nevoie, situații neprevăzute

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

Activități semestriale pentru mentenanța preventive

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

Activități anuale pentru mentenanța preventive

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

Costuri administrative

Operarea infrastructurii generează o serie de costuri la nivelul societății, și în funcție de mărimea parcului fotovoltaic instalat și a capacității de stocare, aceste au fost estimate astfel:

- Cheltuieli materiale – 11.160 lei anual;
- Utilități - 11.600 lei anual;
- Cheltuieli cu servicii – 14.880 lei anual;
- Reparații și mentenanță – 23.125 lei anual;

Valoarea acestor cheltuieli se va păstra la un nivel constant pe întreaga perioadă de analiză, lucru valabil în cazul ambelor scenarii analizate. Evoluția costurilor administrative se regăsește în tabelul 4.2. din anexele 1.1 și 1.2. aferente acestei secțiuni.

Venituri

Veniturile operationale in cazul acestui proiect sunt calculate pe baza economiilor facute cu energia conventionala, prin utilizarea energiei regenerabile produsa de parcul fotovoltaic de 6,50 MW instalat.

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

	Capacitate instalată (MW)	Producția medie de energie din surse regenerabile (MWh/an)	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru toată perioada de referință de 20 ani (MWh)
Scenariul 1	6,50	7.547,92	150.958,40
Scenariul 2	6,50	7.547,92	150.958,40

Valoarea reziduală:

Perioadă de referință este de 20 ani. Deși durata de viață economică utilă depășește perioada de referință, după 20 de ani veniturile generate de investiție vor fi mai mici sau cel mult egale cu costurile de mentenanță și operare. Astfel, s-a luat în calcul ca la sfârșitul orizontului de timp valoarea reziduală va fi egală cu 0.

Calculul indicatorilor de performanță

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

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

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

Fluxurile de numerar luate în calculul RIRFC respectiv VANFC se regăsesc în tabelul 9 din cadrul anexelor 1.1. respectiv 1.2.

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

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

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

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

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

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizată netă financiară;
- FRR este RIR;
- S reprezintă fluxul de numerar aferent fiecărui an ;
- i – rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.

- 0-n – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (1-20);

- t – numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, în cazul de față 20 de ani;

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

a) baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;

b) valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoze;

c) fluxul de numerar:

- **anual**, reprezintă diferența între intrările (încasări) și ieșirile anuale de numerar;
- **final**, este reprezentat de valoarea finală (sau reziduală – după perioada de previziune) a investiției, valoarea actualizată a acestuia mărind suma fluxurilor de numerar actualizate;
- d) rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției;
- e) fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Valoare actualizată netă financiară a investiției este determinată în tabelul 9 Profitabilitatea și rentabilitatea investiției din anexele 1.1. și 1.2.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/C	2,96%	2,71%
VANF/C	- 4.853.175	- 6.111.974
Raportul cost/beneficiu	1,35	1,32

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

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

Profitabilitatea capitalului investit

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

	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Investiție	68.564.153,98	70.191.864,84
Asistență financiară nerambursabilă	39.446.904,14	40.439.713,44
Capital investit - beneficiar	29.117.249,84	29.752.151,40

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

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

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

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

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

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

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/K	11,32%	10,99%
VANF/K	20.870.967	20.275.392

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

Sustenabilitatea financiară (inclusiv fluxul cumulat)

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

Totodată, sustenabilitatea financiară este corelată cu:

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

Modul în care proiectul realizează sustenabilitatea financiară se regăsește în cadrul tabelului numărul **8 – Sustenabilitatea financiară, regăsit în anexele 1.1. și 1.2.**

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

Scenariul 1

E.2.1. Principalele elemente și parametri utilizați în analiza cost-beneficiu		
E.2.1 Costurile de investiție totale, fără provizioanele pentru cheltuieli neprevăzute	68.564.153,98	
E.2.2 Valoare reziduală	-	
E.2.3 Venituri	77.743.576,00	
E.2.4 Costuri de funcționare și de înlocuire	1.311.080,00	
E.3 Aplicarea proporțională a veniturilor nete actualizate		
E.3.1 Venituri nete	76.432.496,00	
E3.2 Costuri de investiție totale - venituri nete	(7.868.342,02)	
E3.3 Aplicarea pro rată a venitului net actualizat (%)	(0,10)	
E.4. Principalii indicatori ai analizei financiare		
	Fara sprijin din partea Uniunii	Cu sprijin din partea Uniunii
E.4.1. Rata de rentabilitate financiara (%)	2,96%	11,32%
E.4.2. Valoare actualizată netă (euro)	(975.120,47)	4.193.483,37

Scenariul 2

E.2.1. Principalele elemente și parametri utilizați în analiza cost-beneficiu		
E.2.1 Costurile de investiție totale, fără provizioanele pentru cheltuieli neprevăzute	70.191.864,84	
E.2.2 Valoare reziduală	-	
E.2.3 Venituri	77.743.576,00	
E.2.4 Costuri de funcționare și de înlocuire	1.311.080,00	
E.3 Aplicarea proporțională a veniturilor nete actualizate		
E.3.1 Venituri nete	76.432.496,00	

E3.2 Costuri de investiție totale - venituri nete	(6.240.631,16)	
E3.3 Aplicarea pro rată a venitului net actualizat (%)	(0,08)	
E.4. Principalii indicatori ai analizei financiare	Fara sprijin din partea Uniunii	Cu sprijin din partea Uniunii
E.4.1. Rata de rentabilitate financiara (%)	2,71%	10,99%
E.4.2. Valoare actualizată netă (euro)	(1.228.043,77)	4.073.817,90

4.7 Analiza economica, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta economica: valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate si raportul cost-beneficiu sau, dupa caz, analiza cost-eficacitate .

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

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

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o **contribuție netă pozitivă pentru societate** și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice. Analiza fezabilității prezentată anterior a luat în considerare exclusiv efectele financiare directe ale investiției asupra patrimoniului beneficiarului. Având în vedere faptul că proiectul de investiții nu are asociat în exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite. Metodologia folosită pentru evaluarea contribuției proiectului la bunăstarea economică și socială a populației ca urmare a implementării investiției, este în conformitate cu **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020**.

Ca și pași de elaborare ai analizei economice, se vor parcurge următoarele etape:

- Efectuarea corecțiilor fiscale;
- Determinarea beneficiilor și a costurilor directe ale proiectului - la valorile lor de piață;
- Determinarea factorilor de conversie (în cazul în care se stabilește că este necesară trecerea valorilor de piață în prețuri umbră);
- Determinarea externalităților și corecția acestora;
- Calcularea indicatorilor de performanță;

Pașii luați în calcul pentru determinarea indicatorilor de rentabilitate economică sunt prezentați în paragrafele următoare:

- **Efectuarea corecțiilor fiscale**

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

- **Determinarea costurilor și a beneficiilor directe**

În cazul de față, costurile și beneficiile directe ale proiectului sunt veniturile și cheltuielile prezentate în analiza financiară:

- Investiția realizată - care reprezintă un cost direct al proiectului;
- Fluxul de numerar rezultat - care reprezintă un beneficiu direct al proiectului;

În cazul fluxului de numerar rezultat, acesta include atât veniturile operaționale previzionate precum și cheltuielile operaționale previzionate.

- **Trecerea de la prețuri de piață la prețuri umbră (aplicarea factorilor de conversie)**

Conform metodologiei de elaborare a Analizei Cost Beneficiu *”Când prețurile de piață nu reflectă costul de oportunitate al intrărilor și ieșirilor, abordarea obișnuită este să le convertim în prețuri umbră, care să fie aplicate elementelor analizei financiare.”*

Pentru a trece de la prețurile de piață la prețurile umbră, este necesară aplicarea unor factori de conversie. Acești factori de conversie sunt coeficienți care ajustează prețurile de piață pentru a reflecta adevăratele costuri și beneficii economice ale bunurilor sau serviciilor, inclusiv externalitățile și alte distorsiuni de pe piață. Pentru a calcula prețurile umbră, se folosește următoarea formulă:

Preț umbră=Preț de piață × Factor de conversie;

Factorii de conversie pot fi determinați pe baza diferenței dintre prețurile de piață și valorile economice reale, iar aceștia reflectă modul în care prețurile de piață trebuie ajustate pentru a reflecta adevăratele costuri și beneficii.

În cazul de față, se va folosi un factor standard de conversie, bazat pe valoarea importurilor și a exporturilor realizate în anul 2023.

Factorul standard de conversie

$$SCF = (M + X) / [(M + Tm) + (X - Tx)]$$

- M: IMPORTURI TOTALE : 122,04 mld lei;
- X: Exporturi totale: 93,09 mld lei;
- TM- Taxe de import : 6,04 mld lei;
- TX - Taxe de export : 5,89 mld lei;

Prin aplicarea formulei prezentate anterior, rezultă un **factor de conversie de 1.**

Suplimentar de cele menționate anterior, pentru a valida valoarea calculată, se poate lua în calcul ipoteză că cel puțin la nivel național, piața energiei electrice produse din surse regenerabile este una relativ nouă, datele existente fiind în cel mai bun caz - contradictorii. În acest caz, valoarea obținută prin calculul anterior ar fi similară cu scenariul ”date contradictorii” având în vedere faptul că ghidul CBA menționează *”In the absence of evidence of market failures, the CFs should be set equal to 1.”*

În concluzie, atât prin metoda de calcul a factorului de conversie, dar și ținând cont de cele menționate de ghidul CBA , considerăm rezonabilă o abordare simplificată a elaborării analizei economice, urmând a folosi **factorul de conversie 1 (sau 100%).**

Factorul de conversie va fi folosit atât pentru transformarea în prețuri umbră ale valorii investiției cât și pentru transformarea fluxurilor de numerar (prezentate în cadrul analizei financiare).

Costul investițional:

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

Preluare parte financiară transpusă economic	U.M.	Scenariul 1		Scenariul 2	
		Perioada de implementare		Perioada de implementare	
Cost financiar	Lei	11.969.728	44.737.805	12.351.423	45.702.359
Factor de conversie	%	100%	100%	100%	100%
Costul economic aferent masurilor propuse	Lei	11.969.728	44.737.805	12.351.423	45.702.359

Fluxul numerar

Ca urmare a realizării proiectului, rezultă un flux de numerar pozitiv. În tabelul următor este prezentat (pentru primul an de operare) transformarea fluxurilor de numerar financiare în venituri economice. Detalierea completă a valorii economice a fluxului de numerar aferent fiecărui scenariu se regăsește în tabelul 10 din anexele 1.1. și 1.2. de la prezentul document.

	Flux de numerar financiar (an 1)	Factor de conversie	Flux economic
Scenariul 1	5.522.182	100,00%	5.522.182
Scenariul 2	5.522.182	100,00%	5.522.182

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

- Determinarea și corecția externalităților

Externalitatea reprezintă un cost indirect al proiectului, mai exact un efect secundar al infrastructurii de producere a energiei electrice provenite din surse regenerabile. În cazul prezentului proiect, singura externalitate a fost identificată drept **reducerea emisiilor de CO₂** - rezultate ca urmare a implementării prezentului proiect.

Reducere cantitate CO₂

Așa cum s-a menționat și în analiza financiară, energia electrică produsă de către societate provine din surse regenerabile și are ca principal efect reducerea emisiilor de CO₂.

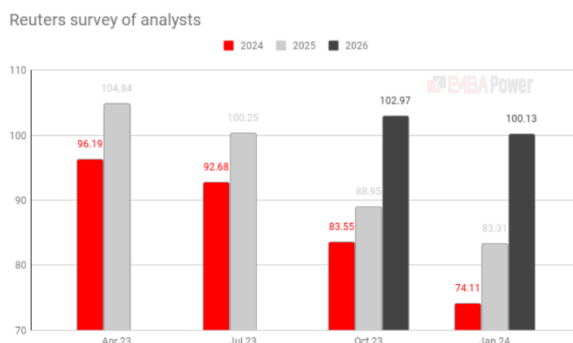
Determinare cantitate:

Conform prevederilor Ghidului Solicitantului, pentru fiecare Mwh energie electrică realizată din surse regenerabile rezultă o reducere a cantității de **CO₂ de 0,6119 tone**. În tabelul următor este prezentată cantitatea de CO₂ (tone) economisită la nivelul întregii perioade de operare, având ca bază de calcul, cantitatea estimată de energie electrică ce va fi obținută ca urmare a implementării prezentului proiect.

	Scenariul 1	Scenariul 2
MWh total proiect	150.958,4	150.958,4
Tone CO ₂ reduse	92.371,40	92.371,40

Preț:

Cel de-al doilea element relevant în cazul determinării valorii externalităților este valoarea socială a acestora - mai exact prețul. În cazul de față, în vederea determinării prețului unei tone de CO₂ economisită - va fi folosit *”prețul carbonului”* sau *”prețul certificatelor verzi de carbon”*. Ca și fundamentare a prețului a fost folosită o analiză a *”Reuters”*, care , estimează un preț al certificatelor verzi de carbon pentru anul 2024 de aproximativ **74,11 euro/tonă ne-emisă**. (varianta aferentă lunii ianuarie 2024).



Sursa: <https://www.embapower.ro/2024/01/25/reuters-analistii-au-revizuit-in-scadere-estimarile-de-pret-pentru-certIFICATELE-de-carbon/>

Analiza prezintă mai multe scenarii ale evoluției acestui cost - dar în conformitate cu principiul prudenței și ținând cont de caracterul social al acestei valori, se va lua în calcul prețul cel mai scăzut și anume 74,11 euro - cost social al tonei de CO₂.

Considerăm așadar valoarea de 74,11 de euro drept una rezonabilă pentru a previziona care este valoarea financiară a unei tone de CO₂- neemise ca urmare a implementării prezentului proiect. În tabelul următor se poate vedea valoarea socială a unei tone de CO₂, valabilă pentru ambele scenarii.

Valoare Euro	Valoare Lei
74,11	368,2

Având în vedere faptul că există date concrete referitoare la valoarea financiară a unei tone de carbon, considerăm costul de 74,11 de euro amintit anterior drept **”valoarea socială”** la care nu mai este necesară aplicarea nici unui alt factor de conversie.

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

	Tone CO ₂ reduse	Venit economic tonă	Venit economic anual
Scenariul 1*	4.618,57	368,20	1.700.557
Scenariul 2*	4.618,57	368,20	1.700.557

*valoarea aferentă pentru cei 18 ani de analiză.

Verificarea rentabilității economice a proiectului:

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

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

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

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

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

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

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

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIR/E	7,21%	6,91%
VAN/E	10.442.248	9.203.849

Analiza economică a proiectului se regăsește în tabelul 10 din anexele 1.1. și 1.2. atasate Studiului de Fezabilitate.

Scenariul 1

E.2.3. Principalii indicatori ai analizei economice	
E.2.3.1 Rata de actualizare socială (%)	5%
E.2.3.2 Rata de rentabilitate economică (%)	7,21%
E.2.3.3 Valoarea actualizată netă economică (euro)	2.098.100,77
E.2.3.4 Raport cost beneficiu	1,95

Scenariul 2

E.2.3. Principalii indicatori ai analizei economice	
E.2.3.1 Rata de actualizare socială (%)	5%
E.2.3.2 Rata de rentabilitate economică (%)	6,91%
E.2.3.3 Valoarea actualizată netă economică (euro)	1.849.276,51
E.2.3.4 Raport cost beneficiu	1,90

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

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

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

4.8. Analiza de senzitivitate³

Analiza de senzitivitate permite identificarea variabilelor „critice” ale proiectului. Astfel de variabile sunt acelea ale căror variații, fie ele pozitive sau negative, au cel mai mare impact asupra performanței financiare și/sau economice a proiectului. Analiza se realizează prin varierea unei variabile la un moment dat și determinând efectul acelei modificări asupra indicatorilor proiectului.

³ Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a caror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aproba prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

Ca criteriu de ghidare, recomandarea este de a considera „critice” acele variabile pentru care o variație de $\pm 1\%$ a valorii adoptate în cazul de bază dă naștere la o variație de peste 1% a valorii VAN.

Pașii analizei de sensibilitate sunt:

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

Determinarea variabilei critice:

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

Așa cum s-a menționat anterior, parametrul de intrare care reprezintă variabila critică este valoarea investiției proiectului (costul de investiție) a cărei valoare este prezentată în tabelul următor.

Variabila critică – Scenariul 1	Variabila critică – Scenariul 2
Valoarea investiției proiectului fara TVA	Valoarea investiției proiectului fara TVA
56.707.533	58.053.782

Determinarea indicatorilor de performanță

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

- Indicatorii financiari ai proiectului : RIRF și VANF;
- Indicatorii de performanță economică ai proiectului: RIRE și VANE;

În continuare se va analiza impactul variației variabilelor de intrare asupra indicatorilor de performanță ai proiectului. Se va identifica impactul în urma unor măsurători distincte pentru variații de $\pm 1\%$, $\pm 5\%$, respectiv $\pm 10\%$ a parametrului (considerat a fi variabilă critică) după care, în cazul în care se dovedește că este vorba de o variabilă critică (adică o variație mai mare de 1% pentru fiecare 1% comutat) se va determina pragul de comutare și curba de elasticitate.

Calculul valorilor de comutare (analiza de scenarii):

Indicatorii economici ai proiectului:

Analiza variabilei Valoare Investiție în raport cu Valoarea actualizată netă – economică (VANE)

Se va varia valoarea investiției cu $+1\%$, noii indicatori de performanță varind după cum urmează:

Scenariul 1

		1%
Valoare investiție	56.707.533	57.274.608
VANE	10.442.248	9.922.409
Elasticitate indicator		-4,98%

Valoarea investiției nu este o variabilă critică, variația fiind sub 5% per punct procentual comutat, pragul minim pentru definirea variabilelor critice.

E.3.2. Analiza de senzitivitate			
V.1. Variabila testată	V.2. Variația valorii actualizate nete financiare [VANF(K)](%)	V.3. Variația valorii actualizate nete financiare [VANF(C)](%)	V.4. Variația valorii actualizate nete economice [VANE](%)
Valoare investiție 56.707.533	-1,19	10,90	-4,98

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

Metodologie

Riscurile se pot defini ca și probabilități de producere a unor pierderi în proiect.

Din punct de vedere tehnic riscurile, pentru obiectivele investiționale sunt următoarele:

- existența unor porțiuni de teren care să solicite lucrări suplimentare;
- condiții meteo nefavorabile execuției lucrărilor care pot afecta graficul de execuție;
- riscurile, direct legate de proiect și care pot apărea în timpul și/sau ulterior fazei de implementare;
- executarea slabă a unor activități din proiect;

Riscurile financiare care pot apărea sunt:

- lipsa capacității financiare a beneficiarului de a susține activitatea proiectului;
- creșterea costurilor operaționale și de întreținere.

Riscurile asumate constau în variația nefavorabilă a veniturilor și cheltuielilor de operare și investiționale luate în calcul analizei cost-beneficiu.

Riscurile de natură instituțională:

- stabilirea eronată a etapelor activităților neconcordanță cu programul de desfășurare a lucrărilor;
- fluxul informațional slab între entitățile implicate în implementarea proiectului.

Eventualele abateri de la prevederile legale pot conduce la stoparea pentru un anumit timp al lucrărilor cu efecte nefavorabile asupra termenului de dare în exploatare sau chiar la imposibilitatea implementării proiectului.

Riscuri identificate în perioada de implementare

Pe perioada implementării proiectului putem identifica următorul risc financiar:

- Costurile de investiție vor fi mai mari decât bugetul alocat.

Pentru reducerea acestui risc se pot aplica următoarele măsuri:

- Monitorizarea continuă a prețurilor de piață;
- Ajustarea investiției;
- Atragerea de fonduri complementare;

În cadrul licitațiilor organizate în vederea achiziției echipamentelor, utilajelor și lucrărilor de execuție a proiectului pot apărea următoarele riscuri:

- Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului redus de oferte conforme primite – lucru ce va influența în mod negativ planul de acțiune al proiectului;
- Nerespectarea termenelor de execuție stabilite - din cauza unor motive ce depind sau nu de executant;

Riscuri interne:

Această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare al activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- a) Etapizarea eronată a lucrărilor;
- b) Erori în calculul soluțiilor tehnice;
- c) Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- d) Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare
- e) Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executanții contractului execuție a lucrărilor de construcție și dotare a centrului.

Riscuri externe:

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- a) Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- b) Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- c) Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilajele și echipamentele implicate în proiect;

Administrarea riscurilor interne ale proiectului:

- a) În planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului;
- b) Se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- c) Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;
- d) Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- e) Se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- f) Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- g) Datorită creșterii gradului de poluare pe parcursul executării lucrărilor de construcție, se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător .

Administrarea riscurilor externe proiectului:

- a) Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;
- b) Estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor pe piață.

Pentru analiza proiectului de investiții s-au luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectului de investiție.

Riscuri tehnice

Această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare al activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- Etapizarea eronată a lucrărilor;
- Erori în calculul soluțiilor tehnice;
- Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare
- Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea noilor instalații;

Administrarea acestor riscuri constă în:

- În planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului;
- Se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului; activitatea dirigintei de șantier va fi monitorizată; în Caietul de sarcini pentru contractul de Consultanță în managementul investit se vor face precizări privind monitorizarea calității lucrărilor;
- Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- Se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare a personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

Riscuri financiare

- Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilajele și echipamentele implicate în proiect;
- Creșterea peste limitele de 1% - 5% analizate în proiect a prețurilor materialelor;
- Modificări majore ale cursului de schimb.

Administrarea riscurilor financiare:

- a) Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;
- b) Estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor pe piață;

- c) Includerea în proiect a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute;

Riscuri legate de eșecul de furnizare

- a) În cadrul procesului de achiziție privind contractul de lucrări se poate ca să nu existe operatori economici care să dorească să execute contractul în condițiile prevăzute în caietul de sarcini, la prețul maxim specificat, sau în termenul specificat. Aceasta ar însemna reluarea procesului de achiziție, ceea ce ar duce la întârzierea lucrărilor.
- b) O altă situație ar fi aceea a contestațiilor ce ar putea apărea și care atrage întârzierea începerii lucrărilor.

Eșecul în achiziții poate fi gestionat printr-o serie de măsuri, cum ar fi:

- a) respectarea cât mai riguroasă a reglementărilor privind achizițiile, pentru a evita contestațiile;
- b) angajamentul din partea beneficiarului de a include o anumită sumă pentru a evita întârzierile ce ar apărea în cazul în care nici o ofertă nu se încadrează în bugetul aprobat al proiectului;
- c) popularizarea pe scară cât mai largă a proiectului, fără a încălca prevederile privind achizițiile și fără a favoriza vre-un agent economic

Riscuri instituționale

- a) Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executanții contractelor de lucrări și achiziții echipamente și utilaje.

Modul de gestionare a acestor riscuri se realizează prin alegerea executantului în funcție de experiența acestuia.

Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- a) Obligatorietatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- b) Obligatorietatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- c) Instabilitatea legislativă – frecvența modificărilor de ordin legislativ, modificări ce pot influența implementarea proiectului;

Riscuri de mediu

- a) creșterea gradului de poluare fonică pe timpul lucrărilor;
- b) creșterea gradului de poluare din punct de vedere al prafului;
- c) degradarea mediului prin lucrările ce urmează a fi realizate.

Modalități de gestionare a acestor riscuri:

Toate aceste riscuri se realizează doar pe perioada de execuție a investiției.

Se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător; în documentația de licitație pentru contractul de execuție lucrări se vor face precizări privind minimizarea suprafețelor ocupate temporar, pe perioada lucrărilor ca și precizări privind locul în care se vor depozita deșeurile rezultate din lucrările prevăzute în contract ca și lucrările de refacere a mediului înconjurător (refacerea zonei după terminarea lucrărilor, refacerea terenurilor ocupate temporar pe durata lucrărilor).

Fluxul de derulare a proiectului este compus dintr-o gamă largă de activități, care se finalizează cu obținerea unor rezultate necesare atingerii obiectivelor proiectului. Activitățile proiectului au la bază o serie de ipoteze sau prezumții care trebuie să fie soluționate pentru derularea în bune condiții a proiectului.

Ipotezele apar ca factori mai presus de controlul direct al proiectului, care sunt necesare să apară pentru ca proiectul să se poată îndeplini, factori definiți pozitiv și în termeni măsurabili, iar

incertitudinile apar ca și modificări posibile a elementelor proiectului, dar a căror probabilitate de apariție nu este cunoscută.

Ipotezele formulate pot fi diferențiate pe trei faze:

1. faza de pregătire și elaborare proiect;
2. faza de implementare a proiectului și realizare efectivă a lucrărilor;
3. faza de gestionare și monitorizare a proiectului.

Faza de pregătire și elaborare proiect

- resurse umane cu experiență în implementarea proiectului
- performanța consultantului

Elaborarea documentației de finanțare a fost contractată cu o firmă de specialitate în domeniu,

- asigurarea surselor de finanțare externe
- natura proprietății este clarificată

Faza de implementare a proiectului și realizarea efectivă a lucrărilor

- inflația este cea prognosticată
- creșterea economică este cea previzionată
- evoluția ratelor de schimb
- modificările legislative sunt cele previzibile
- armonizarea legislației României cu legislația Uniunii Europene
- climat normal pe durata realizării fizice a lucrărilor
- planul de finanțare va fi respectat
- costul celorlalte utilități este cel preconizat, ținându-se cont de potențialele investiții și în aceste infrastructuri
- creșterea demografică este cea estimată
- personalul instruit este disponibil
- nivelul de suportabilitate al consumatorilor este cel preconizat
- previziunea asupra cererii de apă se confirmă

Faza de gestionare și monitorizare a proiectului

- management performant al operatorului
- practici de muncă eficiente
- continuarea dezvoltării strategiei lucrărilor
- creșterea încrederii în calitatea serviciilor
- creșterea tarifului va fi justificată de creșterea calității serviciilor

Riscuri și flexibilitate. Structura riscurilor

Riscurile se pot defini ca și probabilități de producere a unor pierderi în proiect.

Pentru a proteja rezultatele proiectului de acțiunea riscurilor, se impune parcurgerea următoarelor trei etape:

- identificarea riscurilor pe baza surselor de risc
- estimarea și evaluarea riscurilor pe baza matricei impact/ probabilitate
- gestionarea riscului și îmbunătățirea conceptului proiectului, pe baza Graficului de Management al Riscului

Identificarea riscurilor se realizează prin:

- analiza planului de implementare
- brainstorming
- experiența specialiștilor și a echipei de implementare
- metode analitice (acolo unde este posibil)

- Se identifica în structura proiectului doua mari surse de risc și anume :
- risc de realizare a proiectului cu efecte directe asupra implementării proiectului
- risc privind beneficiile scontate cu efecte asupra duratei de viața a investiției

Riscurile identificate în cadrul prezentului proiect prin metodele mai sus menționate de identificare a riscurilor sunt:

Riscuri comerciale și strategice:

- schimbările tehnologice
- proprietatea asupra utilităților

Riscuri economice:

- creșterea ratei de actualizare
- creșterea prețului la energie
- schimbarea ratelor de schimb
- creșterea accelerată a inflației
- creșterea costului celorlalte utilități
- creșterea demografică

Riscuri contractuale:

- întârzieri în executarea lucrărilor
- forța majoră
- probleme neprevăzute ale furnizorilor de materiale și echipamente

Riscuri financiare :

- lipsa surselor interne de finanțare
- lipsa surselor externe de finanțare
- majorarea impozitelor
- creșterea cheltuielilor de capital

Riscuri de mediu

- Întârzieri ale proceselor de avizare

Riscuri politice

- retragerea sprijinului politic local
- schimbări politice majore
- renunțarea la derularea proiectului în urma presiunilor politice sau a reorientării investiționale

Riscuri sociale :

- apariția grupurilor de presiune
- Înselarea așteptărilor comunității
- răspuns negativ la consultarea comunității

Riscuri naturale :

- cutremure
- alunecări de teren
- incendii
- inundații

Riscuri instituționale și organizaționale:

- management de proiect neadecvat
- greve
- retragerea sprijinului acordat de către Primăria
- angajarea celor interesați în alte împrumuturi
- lipsa de resurse și de planificare

Riscuri tehnice:

- lipsa de personal specializat și calificat
- nerespectarea reglementărilor și standardelor tehnice de execuție
- erori în documentația de licitație
- evaluări geotehnice neadecvate

- control defectuos al calității
- lipsa de ritmicitate în livrarea de utilaje
- întâzieri de finalizare

După identificarea riscurilor pe baza surselor de risc se pune problema evaluării impactului pe care l-ar avea riscurile respective asupra proiectului în cazul producerii lor precum și a estimării probabilității producerii riscurilor. Evaluarea riscurilor oferă soluții în ceea ce privește măsurile care trebuie luate pentru gestionarea riscurilor.

Abordarea analizei riscurilor se bazează astfel pe:

- dimensionarea riscului – se determina impactul, mărimea riscului
- măsurarea riscului – se determina probabilitatea producerii riscului

Analiza de risc a proiectului

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

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

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

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

Clasificarea riscului în funcție de impact

Clasificare	Semnificație
I	Niciun efect semnificativ asupra bunăstării sociale, chiar și fără măsuri de remediere
II	Reducere nesemnificativă a bunăstării sociale generată de proiect, afectând foarte puțin efectele pe termen lung ale proiectului. Cu toate acestea, sunt necesare măsuri de remediere sau corective.
III	Moderat: reducere a bunăstării sociale generată de proiect, în mare parte de natura financiară, chiar și pe termen mediu-lung. Măsurile de remediere ar putea corecta problema.
IV	Critic: Reducere semnificativă a bunăstării sociale generată de proiect; apariția riscului determină o pierdere a funcției(funcțiilor) primare a proiectului. Măsurile de remediere, chiar și pe scară largă, nu sunt suficiente pentru a evita daune grave.
V	Catastrofal: Eșecul proiectului poate duce la pierderi grave sau totale ale funcțiilor proiectului. Principalele efecte pe termen mediu-lung ale proiectului nu se materializează.

Sursa: “Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020”

Nivelul riscului este combinația dintre Probabilitate și Impact ($P \cdot S$).

Nivelurile de risc având în vedere impactul și probabilitatea - general

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

Matricea de prevenire a riscurilor

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=PxS)	Masuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual după măsurile de prevenire/ diminuare
Depășirea costurilor de investiție	C	III	Moderat	Costurile de investiție estimate la faza de proiectare - studiu de fezabilitate se bazează pe prețurile pieței pentru anul în care s-a realizat studiul de fezabilitate. Atenție sporită construirii bugetului, verificarea suplimentară a ofertelor.	Redus
Întârzieri ale proiectului datorate procedurilor administrative	B	II	Redus	Echipa de implementare a proiectului va asigura legătura cu autoritatea finanțatoare pentru deblocarea situațiilor apărute.	Redus
Evaluarea incorectă a valorii investiției și a costurilor de exploatare	C	III	Moderat	Consultarea cu experți și/sau furnizori din domeniu în vederea planificării investiției.	Redus
Riscul de abandonare a lucrărilor de către constructor	B	II	Redus	Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscul de a nu se respecta graficul de execuție	C	III	Moderat	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus

Riscuri legate de contractant (faliment, resurselor)	B	II	Redus	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Monitorizarea ca resursele specificate în oferta de Antreprenor să fie alocate în implementarea contractului de acesta.	Redus
Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei	D	III	Moderat	Informare frecventă și continuă privind apariția unor eventuale reglementări noi în domenii aplicabile proiectului. Monitorizarea periodică a propunerilor de modificare a cadrului legislativ/de reglementare cu impact în sectorul energiei.	Redus
Evoluția preconizată a prețurilor pentru inputurile cheie ale proiectului este incorectă	B	III	Redus	Aplicarea principiului prudenței atât în determinarea costurilor precum și în determinarea veniturilor. Păstrarea ipotezelor corelate astfel încât scăderea veniturilor ar genera și o scădere a costurilor, la nivelul fluxului de numerar impactul fiind minim.	Redus

Analiza de risc arată că riscurile reziduale pentru proiect sunt reduse ca rezultat al măsurilor prevăzute pentru prevenirea apariției riscurilor identificate și/ sau diminuare a impactului acestora în cazul în care acestea se materializează. Nivelul general al riscului rezidual se consideră a fi acceptabil. Așadar, se poate concluziona că probabilitatea ca proiectul să nu își atingă obiectivele este un foarte redus, luând în considerare că măsurile de diminuare/ prevenire din matricea de mai sus sunt implementate corespunzător.

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

Scenariul tehnico-economic recomandat de către elaborator este Scenariul nr. 1.

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

În vederea realizării investiției au fost propuse 2 opțiuni tehnico-economice de realizare a investiției, respectiv:

Scenariu nr. 1	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 250 kW – 26 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc
Scenariu nr. 2	Module fotovoltaice monocristaline 675 W – 10.368 buc. Invertor 215 kW – 30 buc. Sistem monitorizare – 1 buc. Sistem de stocare – 1 buc. Structura metalica de sustinere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la retea – 1 set Manopera – 1 set Sistem pompe de caldura – 1 buc

În cele ce urmează vom prezenta, în detaliu, cele două scenarii propuse, precum și avantajele/dezavantajele fiecărui scenariu în parte:

Comparația scenariilor din punct de vedere tehnic:

Scenariul nr. 1

Avantajele scenariului nr. 1:

1. Timp de execuție mai mic;
2. Greutatea totală a echipamentelor mai mică;
3. Costuri de mentenanță mai mici;
4. Productivitate mai mare.

Dezavantajele scenariului nr. 1:

1. Riscul de deconectare a unui grup mai mare de panouri în cazul unei avarii la unul din invertoare;
2. Termen de livrare mai mare – peste 120 de zile
3. Termen de înlocuire a echipamentului de peste 5 zile (în perioada de garanție)

Scenariul nr. 2

Avantajele scenariului nr. 2:

1. Pierderi mai mici în condiții de avariere a unui invertor;
2. Termen de livrare rapid - echipamente aflate pe stocul furnizorilor
3. Termen rapid de înlocuire în caz de defect – maxim 48 de ore

Dezavantajele scenariului nr. 2:

1. Timp de execuție mai mare;
2. Greutatea totală a echipamentelor mai mare;
3. Costuri de mentenanță mai mari;
4. Productivitate mai scăzută.

Comparația scenariilor din punct de vedere financiar:

Din punct de vedere tehnic, desi scenariile propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, consideram scenariul 1 ca fiind mai bun din punct de vedere financiar, costul de implementare a proiectului fiind mai mic iar beneficiile aproximativ egale comparativ cu Scenariul B.

Comparația scenariilor din punct de vedere al sustenabilității:

Proiectul este considerat sustenabil din punct de vedere financiar dacă nu comportă riscul de a intra în încetare de plăți în viitor, respectiv să aibă suficiente lichidități pentru a acoperi obligațiile exigibile.

Fluxul de numerar cumulat reprezintă suma cumulativă, de la an la an, a fluxurilor financiare nete neactualizate generate de proiect. Acesta este pozitiv pe durata întregii perioade de referință luată în calcul, respectiv pe cei 20 ani analizați, pentru ambele variante analizate.

Comparația scenariilor din punct de vedere al riscurilor:

Din punct de vedere al riscurilor, ambele scenarii se încadrează în aceiași coeficienți de risc, măsurile de prevenire/ diminuare a acestora identificate fiind identice.

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

Având în vedere rezultatele obținute în urma dimensionării și simulării instalației proiectate, se recomandă **Scenariul nr. 1**, deoarece:

- ✓ Pentru ambele scenarii distribuția panourilor oferă singura posibilitate de a produce maximumul de energie electrică, folosind suprafața terenului existent;
- ✓ Panourile propuse în cadrul scenariului nr. 1 sunt panouri de ultima generație care au un randament mult mai ridicat, necesită o suprafață reală mult mai mică;
- ✓ Raportul de performanță a sistemului fotovoltaic propus în scenariul nr. 1 este mult mai ridicat decât cel propus în scenariul nr. 2;
- ✓ Avantaj sensibil din perspectiva economico - financiară

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim (e) recomandat (e) privind:

a. obținerea și amenajarea terenului

Solicitantul AEROPORTUL INTERNATIONAL Traian Vuia Timisoara deține dreptul de concesiune asupra terenului amplasat în intravilanul Localității Ghiroda, județul Timis, pentru implementarea proiectului de investiții propus spre finanțare. Dreptul de concesiune a fost dobândit prin Actul nr. 21382 din data de 24.05.2018.

Amplasamentul este structurat astfel:

Nr. crt.	Nr. cadastral	Suprafață teren (mp)	Categorie folosință
1.	405691	Din acte: 99.644	intravilan/curti constructii

Imobilul mai sus menționat care face obiectul prezentului proiect este liber de sarcini, în sensul în care nu există niciun act sau fapt juridic care împiedică sau limitează, total sau parțial, exercitarea unuia sau mai multor atribute ale dreptului de proprietate, astfel încât proprietarul să poată realiza activitățile proiectului.

b. asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului;

Alimentarea cu apa - nu este cazul;

Alimentarea cu energie electrica - Singura utilitate necesară este racordarea la SEN în vederea livrării energiei electrice produsă din surse solare. În cadrul acestui racord va fi prevăzută și conectare cu sistemul SCADA a stației de transformare.

Evacuarea apelor uzate: nu este cazul;

Energie termic: nu este cazul.

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

Instalația fotovoltaică propusă conține următoarele echipamente primare:

- Sistemul de panouri fotovoltaice;
- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Invertoarele;
- Sistemul de stocare
- Sistemul de monitorizare;
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la SEN prin intermediul stației electrice deținute de Aeroportul Internațional Traian Vuia.

Panouri Fotovoltaice:

Panourile fotovoltaice sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Trebuie să fie elemente pasive în ceea ce privește emisia și imunitatea la perturbațiile electromagnetice conform standardelor UE în vigoare. Parametrii principali:

- Loc de montaj: exterior
- Tip: Mono-cristalin
- Putere minimă: 675 W
- Eficiența minimă: 20%
- Garanție de eficiență pe o perioadă de minim 20 de ani prin care se certifică de producător că panourile nu vor pierde mai mult de 20% din puterea nominală
- Garanție de produs: 12 ani

Legătura la fiecare panou fotovoltaic se va realiza prin cablu specializat din cupru tip 2x6 mmp, cu izolație dublă, rezistent la foc și la condițiilor meteo nefavorabile.

Panourile fotovoltaice nu produc regimuri de socuri deformante sau nesimetrice în sistem ($\delta i < 3\%$).

Instalații electrice de evacuare a energiei produse la joasă tensiune:

Cate 20 de panouri fotovoltaice se inseriază într-un string. Protecția stringurilor (circuitelor de c.c.) se va face prin intermediul unor siguranțe fuzibile de 8A.

Circuitele de c.c. în număr de câte 6 se prind în câte un invertor de c.c./ca 250 kW. Circuitele de curent continuu se vor amplasa în spatele selexelor panourilor fotovoltaice și vor fi executate din cablu solar cu secțiunea de 2 x 6 mm².



Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice

Structura de montaj a modulelor fotovoltaice are rolul de fixare a panourilor fotovoltaice și de amplasare a acestora la înclinarea optimă pentru a realiza capacitatea de producție propusă prin proiect. Structura de montaj cuprinde piesele metalice dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului, inclusiv condițiile de vânt și zăpadă ale locației. Structura metalică va fi montată conform proiectului de structură.

Panourile fotovoltaice se vor monta în șiruri conform planului de amplasare, montate câte două șiruri verticale pe o structură de montaj.

Structura metalică de montaj va avea o înclinare cu 25° față de panta terenului în plan orizontal și o distanță între rânduri optimă astfel încât să se evite umbrirea rândurilor succesive. Prinderea panourilor fotovoltaice pe structură se va realiza conform instrucțiunilor producătorului.



Datele tehnice ale invertorului sunt:

Putere nominală in cc/maxima in cc: 250 kWp

Nr de configuratii MPPT independente:2

Interval de tensiuni de intrare in cc: 500-1450V

Limitare de putere cu configuratia MPPT paralela : Reducere de putere de la MAX la ZERO

Limitare de putere de cc pentru fiecare canal MPPT

$$IMMPT_{max}=900A/32A$$

Curent de scurtcircuit maxim pe fiecare MPPT = 600A

Nr perechi intrari de cc pe fiecare MPPT :max5 (pentru versiunile -S2X si -S2F)

Tensiune nominala: 800 V

Frecventa de iesire:47-53Hz

Tensiune de iesire :320-480V (380-440V pentru Romania)

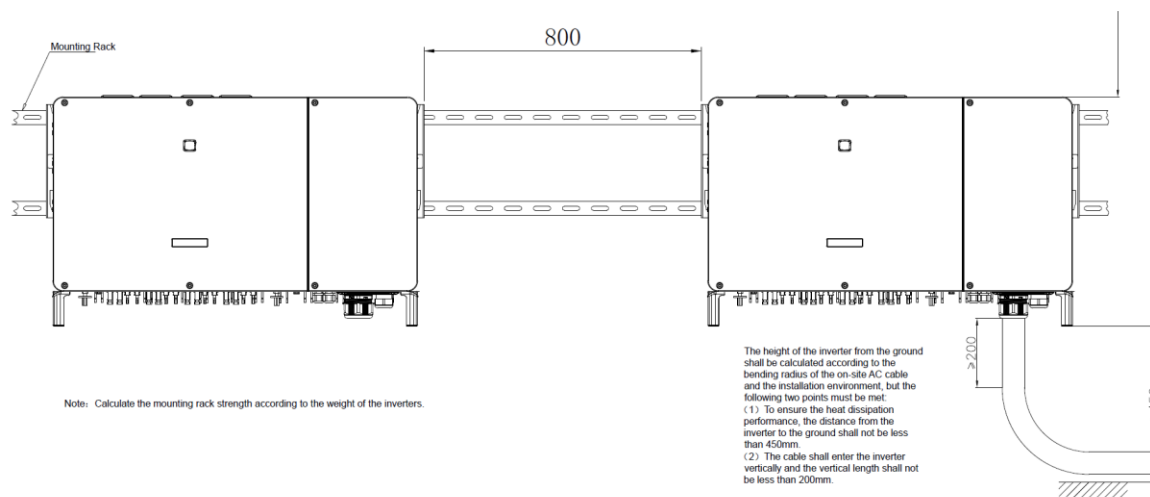
Curentul nominal: 45A

Curent de scurtcircuit I_{sc} : 46 A

Protectii la iesire:antiinsularizare,maximala de curent,de minima tensiune cu varistor si la supratensiune

Comunicatii pentru monitorizare locala prin cablu/fara fir (radio) si de la distanta

Eficiente maxima: 99%



De la invertoare spre posturile de transformare se vor poza in tuburi de protectie amplasate subteran cabluri de joasa tensiune de 1kV de curent alternativ, din aluminiu, cu sectiuni de 4X10mm²-3x50+25mm², sectiune determinata functie de lungimea dintre inverter si bara de joasa tensiune a postului de transformare ridicat la 0.4/20kV, pentru o valoarea maxima de curent debitata de inverter de 45 A c.a. Iesirea din inverter va fi protejata prin protectii ale unui intreruptor de joasa tensiune de 400V-63A, reglate corespunzator.

Circuitele instalatiilor electrice aferente constructiilor se vor executa cu cablu avand material conductor cupru, de energie 1 kV, izolatie din PVC.

Cu intarziere la propagarea flacarii pozate in manunchi (corespunzand metodelor de incercare din standardul pe parti SR EN 50266);

Cu rezistenta la foc pe timp limitat. Metode de incercare pentru cablurile rezistente la foc sunt reglementate pentru integritatea circuitului la soc de ST EN 50200 (cabluri de mici dimensiuni pana la 2,5 mm²) si de SR EN 50362 (cabluri cu dimensiuni mai mari de 2,5 mm², unde clasificarea este facuta conform cerintei esentiale NR.2 “Securitatea in caz de incendiu” a Directivei de Produse pentru Constructii.

Protectia acestor cabluri, a circuitului care vine de la inverter catre PT se va face printr-o siguranta fuzibila dimensionate corespunzator, iar pe partea de joasa tensiune a PT se vor monta intrerupatoare de la 250 A-1000A debrosabil si reglabil, functie de puterea transformatorului din PT.

Instalatii electrice de evacuare a energiei produse la medie tensiune:

Pentru transportul puterii produse de toate panourile fotovoltaice din parcul fotovoltaic este necesara instalarea de PC al CEF si posturi de transformare de 20/0.4 kV , Grup de transformare cu Pi 2150 kVA – 5.000kVA, 20/0.4 kV, DYn11, Vcc=6%, realizate cu cabluri de aluminiu de 150mm² tip NA2XSY(FL)2Y, catre bara unui Punct de Conexiuni - PC CEF.

Postuluri de transformare vor fi de tip prefabricat.(anvelopa de beton)

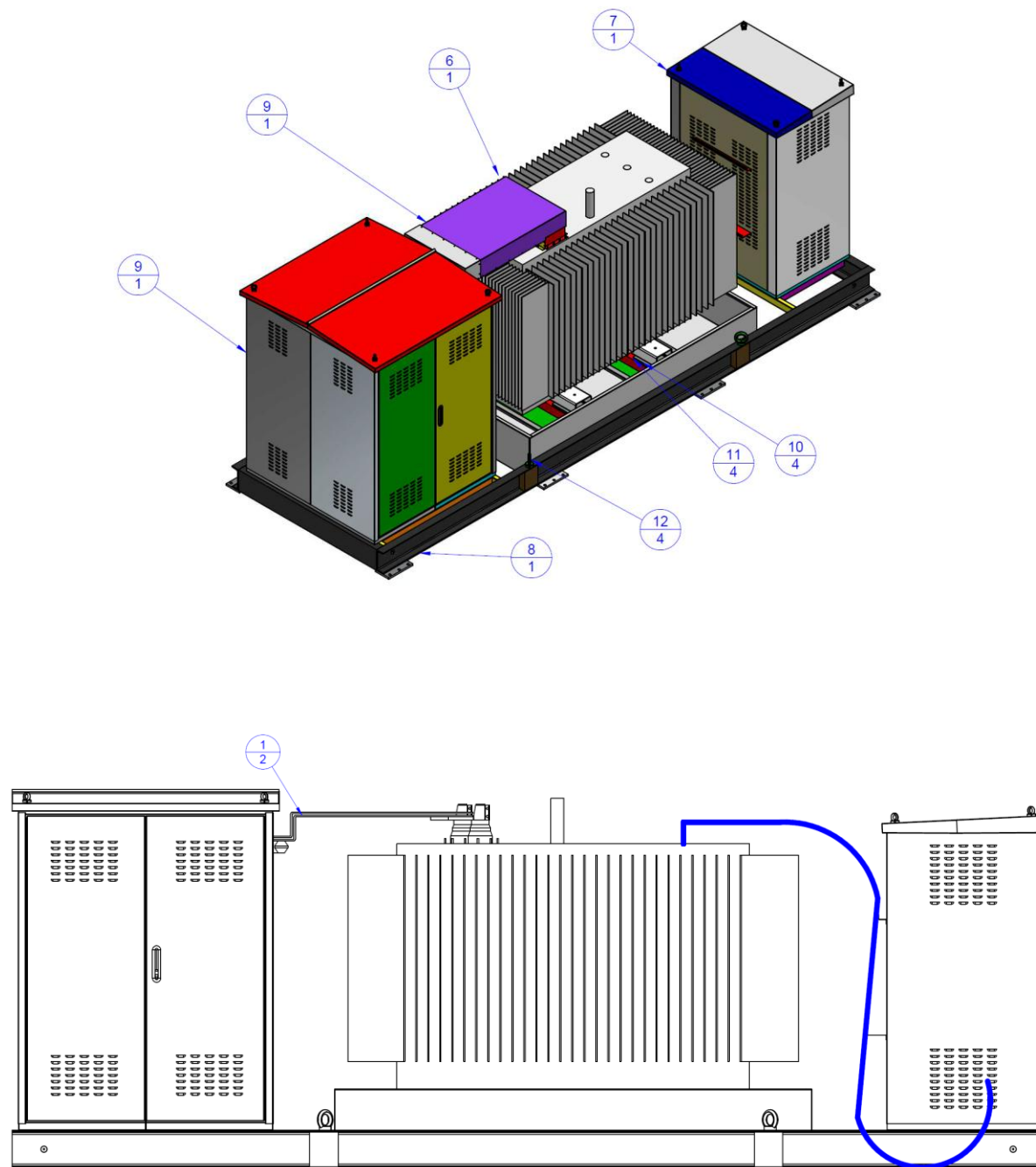
PTAB-uri - total - 7.000 kVA va avea urmatoarele caracteristici:

Anvelopa din beton

Doua celulele de linie cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, cu mediu de stingere in SF₆ , dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a.

O celula protecție trafo cu separator de sarcină 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere SF6, 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maxima de curent (50) si rapida (51))

Grup de transformare cu Pi 2150 kVA – 5.000kVA, 20/0.4 kV, DYn11, Vcc=6%, Un 1 intrerupator automat Un=400V, In=1000 A



Punct conexiuni PCAB va avea urmatoarele caracteristici:

Anvelopa din beton

- celule de linie cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere in SF6 , 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maximala de curent (50) si rapida (51)), dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a.
- celule de masura cu 3TC 300/5/5A si 3TT 20V3/0.1V3/0.1/3kV, contor digital
- celule protectie trafo cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere SF6 ,24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maximala de curent (50) si rapida (51))
- Un transformator de servicii interne de 250kVA 20/0.4 kV, DYn11, Vcc=6%,care alimenteaza:
- -sistem de transmisii date-SCADA
- -sistem integrat de securitate
- -iluminat exterior parc
- -alte utilitati
- automat Un=400V, In=400 A
- Sistemul SCADA-EMS
- Instalatii de supraveghere video, sistem antiefractie,sisteme de detectie incendii si intruziuni perimetrialede

Cablurile de 20 kV, tip A2XS(FL)2Y, vor fi pozate in profile tipizate, pe pat de nisip, la adancimea de 1.3 m. La subtraversari cablurile se vor proteja in tuburi D=160 mm inglobate in beton slab.

Cablurile de curent alternativ de medie tensiune utilizate au urmatoarele caracteristici:

Tensiune nominala $U_0/U=12/20$ kV,50 HZ;

Conductor din Al, monofazat, de sectiune 1x240mm²

Ecran din fire de cupru de sectiune totala 25 mm²

Izolatie din polietilena reticulata-XPLE;

Manta exterioara din polietilena PE;

Protectie longitudinala si transversala impotriva patrunderii apei;

Apte pentru pozare in pamant;

Cu intarziere marita la propagarea flacarilor;

Temperatura de functionare maxima admisa a conductorului 90°C

Temperatura de functionare 65°C

Executie si incercari conform IEC 60503-3

Fibra optica pentru integrarea PT-lui in SCADA la nivel de parc fotovoltaic cu stocare cu SCADA-EMS de la nivel de stație aeroport se va poza in acelasi profil de sant cu LES 20 kV la 10 cm distanta fata de cablu de medie tensiune.

INSTALATIA DE ILUMINAT EXTERIOR

Instalatia de iluminat exterior perimetral, se va realiza cu corpuri de iluminat in constructie etansa, montate pe stalpi metalici, avand o inaltime de 7-9 m.

Actionarea iluminatului exterior se va realiza astfel:

Manual:

de la cheia de comanda montata pe partea frontala a tabloului TG, pentru iluminatul exterior alimentat din acest tablou;

de la cheia de comanda montata pe partea frontala a tabloului TE As, iluminatul exterior alimentat din acest tablou;

Automat:

In functie de indicatiile furnizate de senzorul crepuscular, senzor montat in tabloul TE As;

In functie de indicatiile furnizate de catre sistemul de intruziune si detectie, prevazut de catre partea de instalatii de curenti slabi.

Circuitele electrice ale instalatiei de iluminat exterior se vor executa cu:

Cablu de cupru de energie 1kV,armat, cu intarziere marita la propagarea flacarilor, pozat ingropat;

Cablu de cupru de energie 1kV, cu intarziere marita la propagarea flacarilor, pozat prin stalp, de la cutia de protectie si derivatie, la corpul de iluminat.

In locurile cu pericol de deteriorari mecanice si la subtraversari circuitele se vor proteja in teava metalica.

Circuitele de iluminat exterior se vor echipa cu dispozitive de protectie diferentiala, curentul nominal diferential de functionare al acestor dispozitive fiind de 30 mA. La subtraversari, cablurile electrice se vor proteja in teava.

Carcasele metalice ale corpurilor de iluminat se vor racorda prin conductorul de nul de protectie la borna de nul de protectie a tabloului electric din care sunt alimentate cu energie electrica.Stalpilor metalici de iluminat exterior se vor lega cu platbanda OLZn 40x4 mm la priza de pamant, prevazuta de partea electrica tehnologica. Suplimentar, bornele de nul de protectie ale tablourilor electrice se vor lega prin platbanda OLZn 25x4 mm la centura interioara de legare la pamant, prevazuta in PC.

Instalatia de legare la pamant

In PC si in PT-uri se va realiza o centura interioara de legare la pamant, in contur inchis, din platbanda OLZn 25x4 mm, montata aparent pe perete la circa 300 mm de pardoseala si se va racorda in doua puncte la priza de pamant.

Stalpilor de iluminat exterior se vor lega prin platbanda OLZn 40x4 mm la priza de pamant prevazuta de partea electrica tehnologica.

Carcasele metalice ale corpurilor de iluminat normal si ale consumatorilor de forta, precum si bornele de nul de protectie ale prizelor, se vor lega prin conductorul de nul de protectie la bornele de nul de protectie ale tablourilor electrice. Suplimentar, bornele de nul de protectie ale tablourilor electrice se vor lega prin platbanda OLZn 25x4 mm la centura interioara de legare la pamant, prevazuta de partea electrica tehnologica.

Instalatia de protectie impotriva trasnetelor

Conform normativului I7-2012, pentru protectia impotriva trasnetelor s-a prevazut o instalatie de captare a trasnetelor, formata din paratrasnete echipate cu dispozitive de amorsare amplasate la inaltimea de 5 m deasupra solului comuna cu priza de pamant $R_p < 1 \text{ ohm}$.

Instalatia de paratrasnet se va realiza cu ajutorul a doua tije de captare de 2 m lungime, care se vor monta pe acoperisul PC si/sau a unor PT.

Tije se vor lega intre ele printr-un conductor de captare de OLZn 20x3 mm. Acesta se va lega la conductorul de coborare.

Tije de captare vor avea $\phi 16 \text{ mm}$, h- 2m si vor fi complet echipate cu sistem suport suport si clema pentru acestea (potential furnizor OBO betermann).

Conductoarele de coborare din platbanda de OLZn 25x4mm se vor racorda la priza de pamant prevazuta de partea electrica tehnologica, prin piese de separatie (cutii cu eclisa) care se vor monta la aproximativ 2m de sol. Rezistenta de dispersie a prizei de pamant, trebuie sa fie de maximum 1 ohm.

Toate partile metalice existente pe acoperis sau pe fatadele cladirilor in momentul executiei instalatiei de paratrasnet sau cele care vor aparea ulterior, se vor lega la conductorul de coborare cel mai apropiat.

Avand in vedere ca structura panourilor fotovoltaice este metalica, conform normativului I7-2012, acestea sunt considerate autoprotejate si nu este necesara instalatie de paratrasnet.

Instalatii de supraveghere video, sistem antiefracție, sisteme de detectie incendii si intruziuni perimetrale

Sistemul de securitate

In vederea asigurarii mijloacelor de protectie si securitate a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF), in cadrul obiectivului se va implementa un Sistem de Securitate (SS) care va asigura semnalizarea si inregistrarea evenimentelor / alarmelor, declansarea actiunilor de raspuns la actiuni de transgresare a sistemelor de protectie, avand si posibilitatea de alarmare a autoritatilor publice / private, - astfel incat sa fie cat mai mult limitate, in situatiile respective, actiunile / interventiile umane.

Din punct de vedere al structurii in profunzime, SS va cuprinde mai multe zone / inele interioare de securitate, avand o arhitectura si topologie constructiva care permite mentionarea (relativ ca separatie fizica) urmatoarele elemente:

Bariera fizica perimetrala formata din gardul de imprejmuire a incintei CEF;

Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii la nivelul perimetrului incintei CEF;

Echipamentele / Camerele video de captare, control, redare si inregistrare a evenimentelor / alarmelor la nivelul perimetrului CEF

Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii / evenimentelor la nivelul PC si a PT-urilor;

Camerele video de captare la nivelul PC si al PT-urilor

Echipamentele / detectoarele de sesizare, inregistrare si alarmare a unui inceput de incendiu la nivelul PC si al PT-urilor

Din punct de vedere functional, si conform elementelor de mai sus, SS ar putea fi structurat in urmatoarele sub-sisteme principale:

- Subsistem de detectie a intruziunii perimetrale (SPP) ;
- Subsistem de supraveghere video (CCTV);
- Subsistem antiefracție (AE);
- Subsistem de detectie si semnalizare incendiu (SDSI);

Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul de detectie a intruziunii perimetrale (SPP).

Aceste subsistem trebuie, in principal, sa semnalizeze tentativele de patrundere neautorizata in parcul fotovoltaic, si sa reziste tentativelor de fraudare / deteriorare / vandalizare a functiilor si echipamentelor constitutive ale acestuia.

Elementul primar de protectie perimetrala va fi gardul propriu-zis oferind o garantie de securitate functie de inaltime, constructie, material, alte elemente mecanice de securitate aditionale.

Sistemul de protectie perimetrala va realiza detectia patrunderilor neautorizate prin intermediul unui cablu senzitiv amplasat pe gardul obiectivului.

Cablul sensibil se va putea monta pe o mare varietate de garduri, inclusiv pe acelea din plasa de sarma si plasa sudata.

Astfel, de-a lungul perimetrului se vor monta unitati de analizare si procesare a semnalelor primite de la cablul senzitiv, module care vor permite monitorizarea unor tronsoane de cablu.

Cablul senzitiv de pe o zona de detectie se va conecta la un capat la procesorul / analizorul de semnal, iar celalalt capat la un modul terminal cu elemente de tip EOL.

La intrarea în parcul fotovoltaic unde nu este economic și nici eficient să se utilizeze cablu senzitiv datorită configurației complexe a gardului (porți de acces, poarta pietonală, etc.) – practic perimetru de cablu senzitiv va fi “întrerupt”, bucla de comunicație conectându-se prin cabluri de “transversare” a zonelor respective.

Ca trasee de cabluri, cablul de comunicație de pe perimetru se va monta îngropat, protejat într-un tub propriu Sistemului SS; traseul de pe perimetru până la PC – unde se instalează serverul și software-ul de subsistem – va fi comun cu celelalte trasee de cabluri electrice existente.

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul de supraveghere video (CCTV)

În cadrul SS, scopul principal al subsistemului CCTV este înregistrarea video – ca măsură suplimentară / complementară de detecție – a tentativelor de trecere / acces în zone / perimetre neautorizate din cadrul obiectivului; înregistrarea presupune și alte acțiuni / funcții specifice CCTV, cum ar fi detecția programată de mișcare, redarea înregistrărilor după diferite criterii, stocarea înregistrărilor, etc.

În acest sens în cadrul CCTV, principalele componente sunt echipamentele care realizează exclusiv / direct funcțiile de mai sus, și anume camerele video (captarea imaginilor) și înregistratorul video – pentru recepția (înregistrarea), redarea și stocarea imaginilor.

Legat de acesta din urmă și pentru redarea cu multiple opțiuni, se menționează necesitatea monitoarelor video, programabile și cu funcții specifice.

Pentru funcționarea corectă / eficientă camerele video necesită programarea modului de lucru – pentru detecția de mișcare privind zonele și elementele ce trebuie detectate și, respectiv modul de captare (rezoluția) în situațiile de stand-by sau de alarmă; acest din urmă aspect decurge din limitările existente în capacitățile fizice de stocare a înregistrărilor, și presupune deci semnale de alarmare externe CCTV – și anume de la PP și AE.

Aceste considerații impun imediat și modul de amplasare al camerelor video, pe perimetrul supravegheat al obiectivului, respectiv în zonele de control antiefracție.

În cadrul CEF se prevede astfel montarea a 16 camere video pe întreg perimetrul, cu acoperirea completă a acestuia și cu funcționalitate de tip exterioară și full-time (zi – noapte) – precum și în zonele PT-urilor cu posibilitate de observare inclusiv a zonelor adiacente / drumuri de acces ale acestora.

Echipamentul central de redare / înregistrare și monitoare se vor monta în clădirea tehnică.

În CEF se va utiliza soluția CCTV modernă, superioară, și anume IP CCTV.

În ceea ce privește rețeaua de cabluri video din incinta CEF, soluția prevede utilizarea integrală de fibră optică singlemode.

Utilizarea FO asigură o acuratețe deosebită semnalului video, acesta neputând fi perturbat de surse externe cum ar fi electricitatea, ploaia, apa, etc. ca și în cazul cablurilor de cupru; FO asigură de asemenea și o înaltă securitate pentru transmisie, întrucât nu emite și nu induce nici o energie externă, iar o pierdere de semnal / scădere de nivel poate fi imediat determinată prin monitorizare.

Se va utiliza o singură FO singlemode multifiber pentru conectarea tuturor camerelor de pe perimetru, precum și o singură FO single – mode pentru conectarea camerelor de la PC și cu invertoarele.

În CEF + BESS se vor monta de asemenea camere video – de același tip cu cele 4 de pe perimetru (și tot cu iluminator IR de distanță mare) – și la clădirea tehnică.

În PC se vor monta echipamentele centrale ale sistemului CCTV, respectiv serverul / înregistratorul de rețea (NVR) și două monitoare color de 21”, cu funcții / caracteristici de redare complementare standard de tip A și B.

În PC se va prevedea și un echipament de tip UPS, trifazat, care să asigure back-up-ul integral pentru toate echipamentele / elementele celor două subsisteme SPP și CCTV de mai sus; împreună

cu UPS se va prevedea și montarea unui distribuitor / cutie de clemă de c.a. necesar alimentării NVR, switch-ului de rețea și media – convertoarelor conectate la acesta în ODF din clădirea tehnică.

Conform Legii nr. 333 / 2003, UPS va asigura cel puțin funcționarea subsistemului CCTV minimum 15 minute la caderea rețelei de c.a.

Ca trasee / montare, cablul de alimentare c.a. (comun PP / CCTV) se va poza îngropat pe perimetru protejat în tubul de protecție dedicat sistemului PP

Pentru traseele interioare incintei (de pe perimetru la PC, la PT-uri), FO se va monta îngropat protejat în tubul dedicat sistemului SS, pe traseele comune existente.

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul antiefracție AE

În conformitate cu normele în vigoare la nivel european, semnalizarea la efracție / intruziune trebuie asigurată prin echipamente specializate, certificate pentru acest scop și încadrate într-o clasă de securitate corespunzătoare.

AE va fi interfata Sistemului de securitate cu exteriorul incintei CEF – prin intermediul opțiunii de instalare a elementelor de comunicator în Centrala AE putându-se transmite alarme atât de la zonele proprii Centralei AE (efracție propriu-zisă), cât și de la subsistemul PP (intruziune perimetrală) prin interfatarea acestora; se va realiza în acest sens conectarea tuturor ieșirilor active de la modulele I/O de alarmă la PP la intrări de zone în AE (pe module expandoare dedicate).

Centrala va primi și două semnale generale FOC / DEFECT din Centrala de detecție și semnalizare incendiu; astfel la Centrala AE se vor concentra toate semnalele generale de alarmă din CEF (tronsoanele PP, semnale SDSI și semnale AE propriu-zise)

De asemenea, din centrala AE se va comanda automat iluminatul perimetral în oricare dintre tronsoanele de cablu senzitiv.

Detectoarele de mișcare de exterior, de la poarta de acces din apropiere, se vor conecta la Centrala / expandorul incorporat.

În conformitate cu prevederile Legii nr. 333 / 2003 centrala AE va conține elementele necesare de alimentare încorporate (230 Vc.a. / 24 Vc.c) care să asigure întregului sistem în ansamblu o autonomie de funcționare de 24 de ore în stand-by, plus 30 minute în alarmă.

Alimentarea la 230 Vc.a a Centralei AE se va asigura local pe un circuit dedicat.

Toate perifericele active se vor conecta la centrala AE, exclusiv pe contacte NC- atât de alarmă cât și de sabotaj – utilizându-se secvența DEOL; tot pe contact NC se vor conecta și perifericele pasive (contacte magnetice, buton panică)

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru instrumentație / comandă – control (pentru cabluri de bus / magistrală date, respectiv pentru dispozitivele locale detectoarele active și pasive menționate)

În clădiri/ încăperi, cablurile AE între PT-uri și PC se va poza îngropat, protejată în tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centrala AE se va monta vertical, pe perete, în camera tip comandă din PC.

Cerințe și condiții tehnice specifice pentru subsistemul de detecție și semnalizare incendiu (SDSI)

Centrala de detecție și semnalizare (CDS) va fi un echipament modern de tip analog adresabil, cu o arhitectură multiprocesor (cu „inteligență artificială” distribuită) – permitând astfel realizarea unei game diverse de cerințe, asigurând o mare flexibilitate în proiectare și operare.

CDS se va putea programa / comanda local via membrane / plăci frontale și de la distanță via tastatură PC, rețetare, etc.; centrala va avea o configurație puternic modularizată și digitalizată.

În conformitate cu prevederile Legi nr 333 / 2003, centralele vor conține elementele necesare de alimentare incorporate (230 Vc.a. / 24 Vc.c) care să asigure întregului sub-sistem în ansamblu o autonomie de funcționare de 48 de ore în stand-by, plus 30 de minute în alarmă

Se vor elabora proceduri de acționare și de evacuare în caz de incendiu conform normativelor în vigoare.

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru sisteme de detectie / semnalizare incendiu, cu secțiune minimă a celor două conductoare de 1 mm² (patru conductoare AWG2- / per circuit pentru cablul standard), cu întârziere la propagarea focului și manta de culoare roșie

În clădiri / încăperi, cablurile se vor poziționa aparent pe perete, protejate mecanic în jgheab / plintă ; rețeaua de cabluri SDSI între care se va poziționa îngropat, protejată în tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centralele SDSI se vor monta vertical, pe perete, în camera tip comandă din PC.

Alte precizări privind sistemul de securitate al clădirilor

Din punct de vedere constructiv, în clădirea PC dedicată echipamentelor de monitorizare și control se va monta un rack dedicat sistemului SS ; aici se vor amplasa serverul de sistem, componentele centrale ale subsistemelor PP și CCTV, alte elemente de interfață / integrare ale sistemelor menționate – dacă sunt necesare funcție de tipul de echipament ; astfel, echipamentele se vor amplasa în funcție de spațiul disponibil alocat.

Se vor respecta cu strictețe detaliile de montaj continuate în manualele de instrucțiuni care însoțesc livrarea, ca și indicațiile specialiștilor care acordă asistență tehnică pe șantier și care vor trebui să confirme corectitudinea lucrărilor executate.

Executantul lucrărilor trebuie să posede obligatoriu tehnologii pentru specificul lucrărilor care urmează să fie executate, acestea rezultând și din lucrările anterior executate, cu același tip de soluții tehnice și de cel puțin aceleași anvergură.

Traseele de cabluri vor fi separate în funcție de tipul lor (c.c sau c.a.) și de valoarea / tipul tensiunii de lucru, cu respectarea normativelor respective privind distanțele și ordinea de pozare unele față de altele a cablurilor de energie, respectiv de curenți slabi

Toate cablurile / conductoarele vor avea etichete la ambele capete ; se vor utiliza etichete nemetalice.

Se vor respecta principiile aplicate în mod uzual – dar și cele specifice – privind ecranarea și legarea la pământ a alimentării cu energie a instalațiilor de comunicații și curenți slabi.

Continuitatea legării la pământ va fi asigurată între echipamente și componente. Toate cablurile de împământare aferente fiecărui echipament vor fi conectate la o bară comună.

Măsuri de securitate la incendiu

Pericole de incendiu avute în vedere în cadrul lucrărilor de instalare a sistemului de securitate sunt:

Pe traseele de cabluri;

În camerele cu echipamente electrice / electronice din PT-uri;

Având în vedere specificul lucrărilor, se va ține seama de asemenea de legile și normativele în vigoare, privind măsurile de sănătate și securitate în muncă.

Instalația de monitorizare SCADA-EMS de la nivel de parc fotovoltaic cu stocare

Pentru Centrala Fotovoltaică (CEF + BESS) se dorește monitorizarea și controlul instalației tehnologice prin implementarea unui sistem SCADA de conducere și comunicație date la distanță.

Transmisia la distanță a datelor de la grupul de măsurare realizat cu un contor digital, releul de protecție și analizorul de măsurare a calității energiei electrice din celula stației electrice se va face la clădirea tehnică și de la punctul de conexiune al parcului fotovoltaic.

Va fi posibil, de asemenea, ca informațiile cele mai importante ale CEF + BESS, precum puterea activă livrată la un anumit moment dat, să poată fi citite de către beneficiar, din orice loc în care s-ar afla, cu condiția să poată avea acces la internet (pe laptop, pe mobil, etc.), informațiile către acesta fiind transmise via GSM/GPRS de la clădirea tehnică.

Sistemele și echipamentele de automatizare utilizate în PT-uri (RTU) vor fi performante, utilizând în rețeaua de comunicații interne protocoale standard IEC 61850 și IEC 60870-5-101/104.

Condiții tehnice generale

Punctul de Conexiuni (PC) conține echipamentele: RTU, router, server SCADA/internet, etc. Având posibilitatea transmiterii informațiilor importante aferente parcului fotovoltaic de asemenea prin FO și printr-o conexiune GSM/GPRS. În acest mod, printr-o simplă conectare la internet, beneficiarul va putea monitoriza funcționarea parcului.

RTU va primi și procesa și semnalele primite de la Sistemul Integrat de Securitate (SIS).

Subsistemul de comunicații asigură transferul de informații dintre semnalele achiziționate local și sistemele de nivel superior prin intermediul unui switch și al unui RTU (Remote Terminal Unit), echipamente ce vor lucra utilizând numai protocoale standardizate, conform celor specificate anterior. În acest sens, vor fi transmise către stația electrică, alături de informațiile provenite din câmp, de la panourile fotovoltaice (puterea activă, reactivă, frecvența, tensiunea nominală, la nivel de parc și de fiecare grupare a unui PT în parte) și starea Diesel, etc. În sens invers, către parcul fotovoltaic, se vor putea transmite comenzi de genul închide/deschide întrerupătorul general”, sau se va putea transmite o mărime de consemn referitoare la câți MW sunt necesari să fie livrați la un anumit moment dat.

Toate aceste semnale sunt controlate de aplicațiile integrate în DMS SCADA.

Condiții tehnice specifice pentru sistemul SCADA

Integrarea în sistemul SCADA de la nivelul ierarhic superior nu constituie obiectul prezentului DTAC.

În scopul sincronizării echipamentelor din clădirile CEF între ele se va prevedea pentru RTU din PC un modul GPS care va da tactul de timp (ceasul) întregului sistem.

Serverul SCADA/Internet este prevăzut pentru supravegherea și controlul instalației tehnologice, pe monitorul acestuia fiind prezentate scheme tehnologice ce afișează datele din proces în timp real, diverse protocoale realizate cu valori instantanee sau arhivate, mediate, etc. Acest server va avea și funcții de dezvoltare a aplicației prin configurarea echipamentelor tehnologice existente sau noi și prin stabilirea drepturilor de acces în sistem.

Serverul SCADA/internet va asigura și conexiunea întregului sistem la internet.

Clădirea punctului de conexiune (PC) va fi prevăzută cu un dulap care va conține echipamentele necesare comunicației cu PT-uri din parcul fotovoltaic.

Clădirea punctului de conexiune (PC) conține și ea un contor de energie activă/reactivă, un releu de protecție și întrerupătorul.

Cerințe generale privind echipamentele și materialele de montaj

Se vor respecta următoarele norme specifice de alegere, pozare, marcare și conectare a cablurilor:

I 7/2011 – Normativ pentru proiectarea, executia si exploatarea instalatiilor electrice aferente cladirilor;

IEC 60364 – 5 – 52 – Norme pentru elementele terminale ale conductoarelor, imbinarea lor, metode de protejare impotriva influentelor externe;

IEC 60446:2008 – Norme privind marcajul cablurilor si conductoarelor.

IEC 61000 – Compatibilitate electromagnetica

Contractorul general al lucrarilor de executie va asigura toate materialele marunte necesare montarii echipamentelor si cablurilor.

Cantitatile de materiale, in special cantitatile de cabluri pot fi diferite de cele estimate in proiectul tehnic in urma montarii efective.

Lungimile cablurilor de fibra optica singlemode sunt estimative. Lungimile exacte se vor stabili doar in urma executiei sistemului SCADA din parcul fotovoltaic.

Cerinte tehnice

Toate echipamentele si materialele utilizate vor fi fabricate si testate in conformitate cu ultima editie a standardelor Comisiei Electrotehnice Internationale (CEI).

Toate legaturile si contactele vor avea sectiuni corespunzatoare pentru asigurarea trecerii curentului electric, atat in regim normal, cat si de avarie.

Toate bornele de legare la pamant ale echipamentelor se vor marca vizibil.

Performantele tehnice precum si capabilitatile solicitate pentru echipamente sunt sintetizate sub forma de fise cu specificatii tehnice.

Conditii pentru dulapurile aferente echipamentelor sistemului SCADA din parc

Echipamentele sistemului SCADA vor fi asamblate si vor functiona in interiorul unui dulap de 19” care se va monta in PC.

Dulapul trebuie sa fie climatizat, sa prezinte siguranta din punct de vedere mecanic si electric si sa asigure conditiile de mediu ambiant pentru echipamentele sistemului de achizitie si comunicatie (conform IEC 60255-6, IEC 60870-2-2,etc.)

Dulapul va fi prevazut cu prize de alimentare marcate si protejate pentru: 230 Vc.a. Trecerile conexiunilor de retea si energie, pigtailurile si patch cordurilor dintre echipamentele unui dulap de telecomunicatii se vor realiza conform furniturii, indicatiilor furnizorilor pentru respectarea distantelor si curburilor de pozare. Echipamentele care necesita ventilatie accentuata sau fortata se vor monta dupa indicatiile furnizorilor si de regula in compartimentele superioare.

Conectarea la rețea

Energia produsă de instalația fotovoltaică va fi livrata in rețeaua aeroportului prin intermediul unui cablu 20 kV tip 3X A2XS 1x240/25mm pozat intre PC (punct de conexiune) din incinta parcului fotovoltaic si Statia de transformare a Aeroportului International Traian Vuia. Distanța intre cele doua PC este de aproximativ 2.000 ml.

Soluția tehnică se va detalia la faza PT+DE a proiectului.

d. probe tehnologice si teste.

Conform instrucțiunilor aferente investiției.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii:

- a. indicatori maximali, respectiv valoarea totala a obiectului de investitii, exprimata in lei, cu TVA si, respectiv, fara TVA, din care constructii-montaj (C+M), in conformitate cu devizul general;

Categorie	Valoare fara TVA	TVA	Total cu TVA
Total cheltuieli	56.707.532,75	11.856.621,24	68.564.153,98
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	10.487.890,64	2.202.457,03	12.690.347,67

- b. indicatori minimali, respectiv indicatori de performanta - elemente fizice/capacitati fizice care sa indice atingerea tintei obiectivului de investitii - si, dupa caz, calitativi, in conformitate cu standardele, normativele si reglementarile tehnice in vigoare;

- Panouri solare 675 W: 10.368 buc.
- Invertoare 250kW: 26 buc.
- Aria totala proiectata este: 99.644 mp.
- Sistem monitorizare - 1 buc.
- Sistem de stocare – 1 buc.
- Structura metalica de sustinere – 1 set
- Echipamente electrice de conexiune – 1 set
- Echipamente de conectare la statia electrica a aeroportului – 1 set
- Sistem pompe de caldura – 1 buc

- c. indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliti in functie de specificul si tinta fiecarui obiectiv de investitii;

proiectului asupra comunității beneficiare. Aceste beneficii sunt directe, imediat dupa finalizarea executiei investitiei se vor putea observa imbunatatiri majore in ceea ce priveste reducerea poluarii si aspectul vizual al zonei.

Indicatorii sunt mentionati in tabelul de mai jos:

Prin aplicarea metodologiei ghidului solicitantului, prin implementarea acestei variante prezentate în paginile anterioare, bazate pe consumul solicitantului dar și pe o previziunea instalării sistemului fotovoltaic, a unui sistem de încălzire răcire, se pot obține următoarele rezultate:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură	Valoare
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solar	MW	6,5
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO ₂ /an	4618,57
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile	MWh/an	7547,92

Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru toată perioada de referință	MWh	150958,4
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	% (*)	70,32%
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei	%	13,25%
Indicatorul I.7	Capacitate nou instalată de stocare a energiei din surse regenerabile solar	MWh	10
Indicatorul I.8	Energia absorbită anual de instalația de stocare, trebuie să provină cel puțin 75 % din instalația de producție de energie din surse regenerabile la care este conectată direct	%	80%
Indicatorul I.9	Reducerea gazelor cu efect de seră: scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră ca urmare a utilizării energiei stocate pentru activitățile întreprinse în aeroport pe timp de noapte	Echivalent tone de CO ₂ /an	1624,04
Indicatorul I.10	Economii în consumul anual de energie primară	MWh/an	-2239,75

d. durata estimata de executie a obiectivului de investitii, exprimata in luni.

Durata totala de implementare a proiectului va fi de **12 de luni**.

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

Montajul echipamentelor ține seama de reglementările generale/ locale, precum și de normativele de proiectare, execuție și exploatare specifice.

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

Prin prezenta investiție se urmărește accesarea fondurilor în cadrul Schemei de ajutor de stat si Ghidul

Solicitantului privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile, în cadrul **Programului-cheie 9: Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi**

Sursele de finanțare ale investiției propuse prin proiect se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau în:

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col. 8 din buget-tabel 1)	68.564.153,98
	din care TVA (col. 7 din buget-tabel 1)	11.856.621,24
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col. 6+col.7 din buget-tabel 1)	29.117.249,84
III	Valoarea eligibilă a investiției (col. 3 din buget-tabel 1)	39.446.904,14
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat (col. 4 din buget-tabel 1)	39.446.904,14
2	Contribuția solicitantului (2=I-1) (col. 5+col. 6+col. 7 din buget-tabel 1)	29.117.249,84
2.1.	Surse proprii	29.117.249,84
2.2.	Credit	

6. Urbanism, acorduri si avize conforme

6.1. Certificatul de urbanism emis in vederea obtinerii autorizatiei de construire

Pentru lucrarile de constructii/ montaj ce fac obiectul proiectului a fost eliberat:

- Certificat urbanism nr. 14 din data de 05.05.2023 emisa de Consiliul Judetean Timis.

In baza certificatului de urbanism au fost obtinute urmatoarele avize:

- a. Aviz de amplasament favorabil 18230367 din data de 25.09.2023 emis de E Distributie Banat SA
- b. Aviz nr. 5478 din data de 06.11.2023 emis de Compania Nationala de Cai Ferate „CFR” SA Sucursala Regionala CF Timisoara
- c. Decizia etapei de incadrare nr. 344 din data de 27.12.2023 emisa de Agentia Pentru Protectia Mediului Timis

- d. Aviz Autoritatea Aeronautică Civilă Română nr. 33547 din 07.06.2024
- e. Studiu topografic recepționat OCPI prin PV de recepție 2866 din 14.06.2023

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

Pentru realizarea investiției au fost eliberate Extrasele de carte funciară pentru amplasamentul investiției, din care reiese că terenul se află în concesiunea solicitantului AEROPORTUL INTERNATIONAL TRAIAN VUIA TIMISOARA.

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

În momentul de față deține Decizia etapei de încadrare nr. 344 din data de 27.12.2023 emisă de Agenția Pentru Protecția Mediului Timis.

Totodată, a fost demarat și procedura pentru obținerea Declarației pentru siturile Natura 2000/Avizul Natura 2000 (dacă este cazul), urmând ca în termenele prevăzute de legislația în vigoare să obțină punctul de vedere al autorității competente.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilitatilor

Solicitantul a demarat la acest moment procedura pentru obținerea tuturor acordurilor/ avizelor conform certificatului de urbanism, urmând ca în termenele prevăzute de legislația în vigoare să le obțină efectiv. Avizele/ acordurile prevăzute în Certificatul de Urbanism sunt necesare în vederea obținerii Autorizației de Construire (etapa ulterioară acesteia în care ne aflăm), printre care enumerăm:

- a) Aviz de amplasament favorabil 18230367 din data de 25.09.2023 emis de E Distribuție Banat SA
- b) Aviz nr. 5478 din data de 06.11.2023 emis de Compania Națională de Cai Ferate „CFR” SA Sucursala Regională CF Timisoara
- c) Decizia etapei de încadrare nr. 344 din data de 27.12.2023 emisă de Agenția Pentru Protecția Mediului Timis
- d) Aviz Autoritatea Aeronautică Civilă Română nr. 33547 din 07.06.2024
- e) Studiu topografic recepționat OCPI prin PV de recepție 2866 din 14.06.2023

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

Atașat prezentului studiu de fezabilitate. - Studiu topografic recepționat OCPI prin PV de recepție 2866 din 14.06.2023

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

La momentul stabilirii soluției tehnice nu au fost identificate avize/ acorduri care să aibă un impact asupra soluției tehnico-economice prevăzute în documentația tehnică (Studiu de fezabilitate).

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea proiectului este:

- S.N. AEROPOTRUL INTERNATIONAL TRAIAN VUIA S.A.
- Cod unic de înregistrare: RO 11178217
- Adresa sediului social: Strada Aeroport, nr. 2, Ghironda, județul Timiș

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

Durata estimată de implementare a obiectivului de investiție este de **12 de luni**.

Durata de execuție a lucrărilor de construcții-montaj pentru obiectul de investiție este de **10 luni**.

Prezentam in continuare graficul Gantt al prezentului proiect de investitii:

[illegible]

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

- Beneficiarul, impreuna cu echipa de management (UIP), responsabil cu urmatoarele etape: monitorizare si controlul executiei lucrarilor/ realizarii montajului, coordonarea implementarii, alocarea resurselor;
- Proiectantul, responsabil cu urmatoarele etape: furnizarea de asistenta tehnica pe durata realizarii lucrarilor/ montajului;
- Executantul, responsabil cu urmatoarele etape: punerea in opera a scenariul tehnic selectat;
- Furnizorul, responsabil cu livrarea echipamentelor conform specificatiilor tehnice oferite;
- Dirigintele de santier, responsabil cu monitorizarea activitatii executantului si a conformarii la prevederile legale (daca este cazul).

Beneficiarul va urmări comportamentul în exploatare al investiției, urmând să solicite remedierea oricărui elemente se degradează, pe durata garanției lucrărilor/ echipamentelor, urmând ca ulterior să elaboreze și să aplice un plan propriu de mentenanță și întreținere.

Resursele necesare pentru exploatarea/ operarea și întreținerea investiției se compun din resurse umane (resursele umane existente/echipa de management) și resurse financiare necesare acoperirii costurilor de operare identificate în cadrul analizei cost-eficacitate.

De asemenea, în vederea implementării proiectului compania va beneficia și de sprijinul unei echipe externe, formată din consultanți de specialitate.

7.4. Recomandari privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Beneficiarul investiției se va asigura că personalul implicat în implementarea proiectului este calificat și deține cunoștințe temeinice.

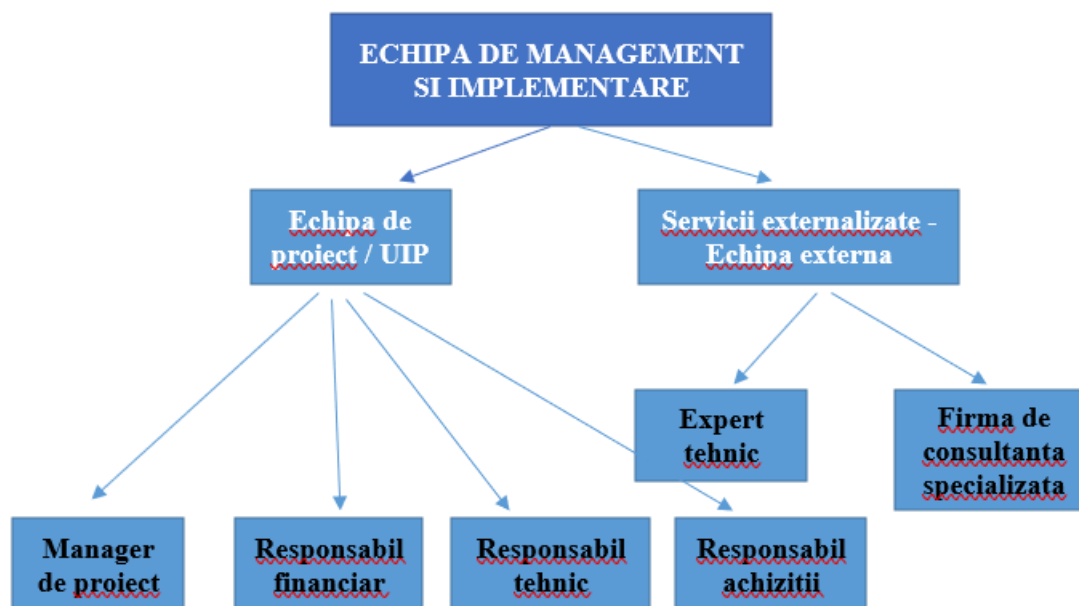
Pentru implementarea proiectului se va constitui o **echipa mixta formata din:**

Echipa interna (personal propriu):

- Manager de proiect
- Responsabil financiar
- Responsabil tehnic
- Responsabil achiziții

Echipa externa (servicii externalizate/ contractate):

- Expert tehnic
- Firma de consultanță specializată în implementarea proiectelor cu finanțare externă



Echipe de proiect/UIP va fi constituita pe tot parcursul perioadei de implementare si de monitorizare a proiectului. La momentul elaborarii prezentei documentatii (depunerea proiectului) functiile din cadrul echipei de proiect sunt vacante, urmând ca pana la semnarea contractului de finanțare toate pozițiile să fie ocupate (conform ghidului specific).

Fiecare membru al echipei interne va avea stabilite atributii si responsabilitati corespunzatoare pozitiei pe care o ocupa, si anume:

Manager de proiect

Rolul Managerului de proiect

- Coordonarea eficienta a tuturor activitatilor proiectului in vederea atingerii obiectivelor stabilite la cele mai inalte standarde de calitate

Atributii si responsabilitati prin proiect

- Stabilirea responsabilitatilor membrilor echipei de proiect;
- Coordonarea, supravegherea si evaluarea activitatilor proiectului;
- Urmărirea corelării rezultatelor propuse cu cele obtinute atat din punct de vedere cantitativ cat si calitativ;
- Urmărește indeplinirea obiectivelor propuse prin proiect;
- Monitorizarea activitatilor propuse prin proiect;
- Reprezinta organizatia in relatiile cu terte persoane fizice sau juridice necesare aprobarii si implementarii proiectului;
- Controlul si supervizarea activitatii responsabilului financiar, tehnic si achizitii, respectiv a expertului tehnic si a firmei de consultanta;
- Urmărirea respectării termenelor graficului de executie a proiectului stabilit prin contractul de finantare;

- Urmărirea activitatilor proiectului in ceea ce priveste incadrarea lor conform termenelor de executie (graficului de executie) si clauzelor contractului de finantare;
- Autorizeaza, supervizeaza si cenzureaza toate activitatile legate de proiect, activitatile si rezultatele celorlalti membri ai echipei si ale tertilor implicati in proiect;
- Coordoneaza activitatea in interiorul echipei de implementare si in relatie cu tertii implicati (consultant, furnizori);
- Reprezinta compania in relatia cu finantatorul;
- Autorizeaza achizițiile si orice alte plati efectuate prin proiect;
- Prezideaza comisiile de evaluare a ofertelor in procedurile de achizitie, si a candidatilor in procedurile de angajare (daca este cazul);
- Analizeaza Nota justificativa de atribuire, respectiv ofertele depuse, si desemneaza cea mai buna oferta din punct de vedere tehnico-economic.

Responsabil financiar

Rolul Responsabilului financiar

- Gestionarea eficienta a activitatilor economico - financiare ale proiectului

Atributii si responsabilitati prin proiect

- Monitorizarea activitatilor financiare aferente proiectului;
- Organizeaza si coordoneaza contabilitatea operatiilor de capital legate de proiect, contabilitatea imobilizarilor, contabilitatea stocurilor, contabilitatea tertilor, contabilitatea trezoreriei, contabilitatea cheltuielilor, veniturilor si rezultatelor, contabilitatea angajamentelor si altor elemente patrimoniale, contabilitatea de gestiune in conformitate cu legislatia in vigoare;
- Supervizeaza implementarea procedurilor de contabilitate cu ajutorul programului informational;
- Efectueaza analiza financiara contabila pe baza de bilant, pe care o prezinta adunarii generale a asociatilor;
- Asigura, organizarea si gestionarea in mod eficient a integritatii intregului patrimoniu dobandit prin proiect in conformitate cu dispozitiile legale in vigoare si normele sau reglementarile interne ale societatatii;
- Asigura intocmirea situatiilor lunare referitoare la documentele de plata partiala sau definitive, pentru proiectele executate;
- Avizeaza operatiunile financiare si toate platile efectuate in cadrul proiectul;
- Avizeaza documentatiile cererilor de plata intocmite de consultant;

Responsabil tehnic

Rolul Responsabilului tehnic

- Asigura functionalitatea tehnologica a investitiei vizate

Atributii si responsabilitati prin proiect

- Verifica parametrii tehnici ai echipamentelor la momentul derularii achizitiei (identifica si actualizeaza specificatiile tehnice, daca este cazul);

- Emite comanda pentru livrarea echipamentelor;
- Supervizeaza montarea si testarea echipamentelor;
- Receptioneaza echipamentele;
- Raspunde de calitatea si concordanta echipamentelor achizitionate fata de caracteristicile tehnice solicitate prin proiect si documentatia de achizitie;

Responsabil achizitii

Rolul Responsabilului cu achizițiile

- Asigura derularea procedurilor de achizitie in conditii optime

Atributii si responsabilitati prin proiect

- Realizeaza documentatia de achizitii;
- Organizeaza/ monitorizeaza procedurile de achizitie;
- Raspunde la solicitarile de informatii/ clarificari ale ofertantilor;
- Evalueaza impreuna cu ceilalti membri ai echipei de proiect ofertele primite;
- Aproba conformitatea tehnica a ofertei selectate drept castigatoare.

Echipa externa (serviciile externalizate) cuprinde expertul tehnic cu experienta in domeniu si firma de consultanta specializata in implementarea proiectelor cu finantare externa. Serviciile externalizate catre firma de consultanta sunt cele referitoare la managementul contractului de finantare, respectiv servicii specifice privind implementarea proiectelor cu finantare externa.

Data fiind complexitatea investitiei, pentru asigurarea implementarii cu succes a proiectului este imperios necesara diminuarea riscurilor in contextului managementului riscurilor, astfel s-a considerat absolut necesar ca partea de activitati si servicii specifice derularii proiectelor cu finantare externa nerambursabila sa fie externalizate catre o firma de consultanta.

Atributiile si responsabilitatile firmei de consultanta externa stabilite prin portofoliul de activitati sunt complementare, avand ca obiectiv principal optimizarea calitatii echipei de management.

Atributiile firmei de consultanta, stabilite prin portofoliul de activitati, nu se suprapun cu atributiile echipei interne de implementare, acestea sunt complementare. Astfel, firma de consultanta care va asigura managementul obiectivului de investitii va realiza urmatorul **PORTOFOLIUL DE ACTIVITATI**:

- Alocarea unui consultant cu experienta in implementare proiectelor cu finantare europeana;
- Prestarea urmatoarelor servicii specifice:
 - asistenta la coordonarea achizitiilor (monitorizarea derularii etapelor de achizitii; coordonarea achizitiilor, acordand sprijin in ceea ce priveste procedurile institutiei finantatoare in relatia dintre beneficiar si furnizori de produse, servicii si lucrari (dupa caz) cu care s-au incheiat contractele in urma procedurilor de achizitii);
 - asigurarea, pe tot parcursul etapei de management, a interfetei cu expertii institutiei finantatoare precum si monitorizarea procesului de implementare a proiectului avand in vedere cele mentionate in planul de afaceri/ memoriul justificativ/ SF/ DALI etc.;
 - intocmirea rapoartelor de progres intermediare si final cu respectarea prevederilor contractului de finantare si a recomandarilor institutiei finantatoare;
 - intocmirea cererilor de plata/ rambursare aferente transelor de plata stabilite in Anexa specifica (respectand contractul de finantare nerambursabila incheiat de beneficiar cu Autoritatea de Management);

- asistenta acordata beneficiarului la momentul vizelor pe teren ca urmare a depunerii cererilor de plata/ rambursare;
- asistenta pentru realizarea documentelor suport aferente partii tehnice a proiectului de implementat/ obiectivului de investitii (documente suport pentru activitatile derulate);
- asistenta pentru realizarea documentelor suport aferente partii financiare a proiectului de implementat (contracte, facturi, op-uri, procese verbale predare-primire etc.);
- asistenta acordata la momentul incheierii contractelor, realizarii platilor si la momentul efectuarii activitatilor din cadrul proiectului, in concordanta cu procedurile si recomandarile institutiei finantatoare si in concordanta cu aspectele prevazute in cadrul documentatiei aferente investitiei;
- se va indruma beneficiarul pas cu pas in obtinerea rezultatelor pe care si le-a propus in cadrul documentatiei aferente investitiei;
- monitorizarea si evaluarea implementarii proiectului prin efectuarea de vizite la locatia investitiei (daca situatia o impune), analiza gradului de realizare a obiectivelor din proiect si a modului in care au fost indeplinite aceste obiective;
- analiza evolutiei de ansamblu a proiectului in conformitate cu graficul de implementare, cu specificarea eventualelor intarzieri si a motivelor aparitiei acestora;
- asistenta in vederea intocmirii Actelor aditionale la contractul de finantare incheiat cu Autoritatea de Management: intocmirea documentatiei necesare pentru realizarea de modificari ale activitatilor, realocari de sume intre liniile bugetare din Bugetul indicativ al proiectului, schimbarea termenului de executie, schimbarea datelor de identificare a beneficiarului (sediul social, inlocuirea reprezentantului legal, schimbarea membrilor din echipa de implementare a proiectului, schimbarea contului bancar etc.);

De asemenea, pentru asigurarea expertizei tehnice necesare implementarii acestui tip de proiect va fi cooptat in echipa de proiect un expert tehnic cu experienta specifica (experiență /calificare tehnică în domeniul energiei - studii de specialitate/ participarea la proiecte similare). Documentele justificative aferente expertului tehnic (conform ghidului specific), respectiv CV, Fisa de post si alte documente relevante, sunt anexate prezentei documentatii. Expertul tehnic extern a fost identificat la acest moment, acesta urmand a fi contractat pana la semnarea contractului de finantare (conform cerintelor din ghidul specific).

Atributii expert tehnic (cooptat):

- Va supraveghea buna desfasurare a proiectului si va intretine relatii cu responsabilul tehnic din partea beneficiarului;
- Va participa la elaborarea specificatiilor tehnice ale documentatiei de achizitie;
- Va asista responsabilul economic in legatura cu intocmirea raspunsurilor la solicitarile de clarificari din partea ofertantilor;
- Va participa la evaluarea ofertelor tehnice primite in cadrul procedurilor de achizitii desfasurate;
- Va urmări executarea la termen si de buna calitate a sarcinilor trasate catre echipa;
- Va urmări conformitatea bunurilor si serviciilor propuse a fi achizitionate, cu indicatiile trasate

în documentația de atribuire;

- Va urmări existența documentelor care însoțesc echipamentele oferite – certificate de calitate, certificate de la producători, certificate de garanție etc.;
- Va verifica ca echipamentele livrate să fie aceleași cu cele oferite;
- Va monitoriza instalarea și PIF-ul a echipamentelor;
- Se va asigura ca toți utilizatorii echipamentelor, au fost instruiți să le opereze/ utilizeze;
- Va realiza rapoarte cu privire la evoluția proiectului, din punct de vedere tehnic.

8. Concluzii și recomandări

Ca urmare a întocmirii proiecțiilor financiare aferente proiectului de investiții se observă că sunt îndeplinite condițiile pentru acordarea finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare, demonstrând oportunitatea și necesitatea investiției. Astfel, rezultă următoarele concluzii:

- Proiectul este unul sustenabil din punct de vedere financiar. Se înregistrează fluxuri de numerar POZITIVE pe toată perioada de implementare și funcționare a proiectului;
- Indicatorii de performanță financiară ai proiectului (VANF/C și RIRF/C) se situează sub pragurile minime de inflexiune ale deciziei de investiții (VAN/C negativ, RIR/C sub rata de actualizare), demonstrând NECESITATEA finanțării proiectului din surse publice nerambursabile;
- Indicatorii de performanță financiară ai capitalului propriu investit (VANF/K și RIRF/K) se situează peste pragurile de inflexiune privind profitabilitatea investiției (VAN/K pozitiv, RIR/K mai mare decât rata de actualizare de 4%), demonstrând OPORTUNITATEA finanțării nerambursabile și oportunitatea realizării proiectului CU finanțare europeană;
- Indicatorii de performanță ECONOMICĂ ai proiectului (VANE și RIRE) se situează peste pragurile de inflexiune privind performanța economică (VANE pozitiv, RIRE mai mare decât rata de actualizare de 5%) demonstrând OPORTUNITATEA economică și socială a investiției și de asemenea un raport beneficii sociale/ costuri sociale – pozitiv;
- Proiectul contribuie la atingerea obiectivelor programului de finanțare.

Având în vedere avantajele și dezavantajele prezentate mai sus pentru cele două scenarii, precum și că, se poate concluziona alegerea scenariului nr. 1. Din punct de vedere funcțional, ambele variante asigură aceeași capacitate de producție energie electrică.

Recomandări:

- Urmărirea cu atenție a listei riscurilor și a metodelor de diminuare a acestora;
- Respectarea graficului de implementare a investiției în vederea realizării cu succes a proiectului;
- Acordarea contractelor de servicii și lucrări unor societăți cu experiență în derularea investițiilor din fonduri nerambursabile;
- Acordarea finanțării nerambursabile și demararea în cel mai scurt timp a lucrărilor propuse, în vederea îndeplinirii obiectivelor solicitantului.

Concluzia generală este că proiectul este fezabil și sustenabil înregistrând un raport beneficiu/ cost supraunitar.

PROIECT: „PARC FOTOVOLTAIC 7 MW”

Sursa de finanțare: Programul cheie nr. 9 – Eficiență energetică în transporturi - reducerea emisiilor de CO₂ prin eficiență energetică și noi tehnologii în transporturi

Nota: In cazul in care in prezentul document apar specificatii tehnice care indica o anumita origine, sursa, productie, un produs special, o marca de fabricatie sau de comert, un brevet de inventie, o licenta de fabricatie, facem precizarea ca acestea sunt mentionate doar pentru identificarea cu usurinta a tipului de produs si nu au ca efect favorizarea sau eliminarea anumitor operatori economici sau anumitor produse, sau directionarea spre o anumita sursa. **Aceste specificatii vor fi considerate ca avand mentiunea “sau echivalent”.**

(A) PIESE SCRISE

Documentul doveditor privind personal autorizat de catre A.N.R.E. in domeniul proiectarii instalatiilor electrice

Anexa 1.1 - ANALIZA COST BENEFICIU, SCENARIUL 1

Anexa 1.2 - ANALIZA COST BENEFICIU, SCENARIUL 2

(B) PIESE DESENATE

Plan de amplasament

Data: august 2025

Proiectant⁴

ASC XLAED BUSINESS HUB S.R.L – Sef proiect Felix Caprariu



⁴ Studiul de fezabilitate va avea prevazuta, ca pagina de capat, pagina de semnaturi, prin care elaboratorul acestuia isi insuseste si asuma datele si solutiile propuse, si care va contine cel putin urmatoarele date: nr. . /data contract, numele si prenumele in clar ale proiectantilor pe specialitati, ale persoanei responsabile de proiect - sef de proiect/director de proiect, inclusiv semnaturile acestora si stampila.