



Ministerul Energiei
Direcția de Eficiență Energetică
Auditor energetic autorizat clasa II -
Complex



Atestat ANRE de tip C1A – Proiectare de linii
electrice, aeriene sau subterane, cu tensiuni
nominale de 0,4 – 20 kV, stații de medie
tensiune, precum și partea electrică de M.T. a
stațiilor de I.T.



PROIECT TEHNIC DE EXECUȚIE

ÎNFIINȚARE CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PENTRU AUTOCONSUM ÎN ORAȘUL CORABIA

Centrală electrică fotovoltaică 467,28kWp/400 kW

Investiția:	Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia
Beneficiar:	UAT ORAȘUL CORABIA
Amplasament:	C.F./Nr.cad. 55177, Orașul Corabia, jud. Olt
Proiectant de specialitate:	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
Proiect nr.	9/2026
Faza:	P.T.E. (Proiect Tehnic de Execuție)

RESPONSABILITĂȚI

Proiectant / Șef Proiect:	Ing. Caprar C. Paul	
Desenat:	Ing. Drulea Vlad Andrei	

PARTEA SCRISĂ

1. DENUMIREA LUCRĂRII

ÎNFIINȚARE CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PENTRU AUTOCONSUM ÎN ORAȘUL CORABIA

Centrală Electrică Fotovoltaică 467,28 kWp

Beneficiar	UAT ORAȘUL CORABIA
Proiectant	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
Număr proiect	9/2026
Faza	Proiect Tehnic de Execuție (P.T.E.)

1.1. TITLUL OFICIAL AL LUCRĂRII

Prezentul Proiect Tehnic de Execuție (P.T.E.) este elaborat pentru investiția având denumirea oficială identică cu cea din contractul de proiectare, respectiv:

ÎNFIINȚARE CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PENTRU AUTOCONSUM ÎN ORAȘUL CORABIA

Această denumire reflectă scopul strategic al investiției și corespunde întocmai cu titlul înscris în următoarele documente oficiale:

- Contractul de proiectare nr. 9/2026
- Cererea de finanțare depusă în cadrul programului Fondul pentru Modernizare
- Certificatul de urbanism emis de Primăria Orașului Corabia
- Avizul tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025, emis de Distribuție Energie Oltenia S.A.

Titlul lucrării a fost stabilit de către beneficiarul investiției, UAT Orașul Corabia, în concordanță cu obiectivele strategice ale unității administrativ-teritoriale și cu cerințele programului de finanțare accesat. Denumirea evidențiază caracterul productiv al investiției și contribuția acesteia la creșterea independenței energetice a orașului Corabia.

1.2. DESCRIEREA DETALIATĂ A OBIECTULUI INVESTIȚIEI

1.2.1. Natura și scopul investiției

Obiectul prezentei investiții îl constituie proiectarea, achiziția, montajul și punerea în funcțiune a unei centrale electrice fotovoltaice (CEF) cu o putere instalată de 467,28 kWp (DC) și putere nominală AC de 400 kW, destinată producerii de energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum.

Centrala fotovoltaică va fi amplasată pe teren extravilan, pe parcela cadastrală nr. 55177 (suprafață totală teren: 9.275 m²), aflată în proprietatea privată a orașului Corabia, județul Olt. Energia electrică produsă va fi utilizată în principal pentru acoperirea necesarului propriu de consum al obiectivelor municipale, cu posibilitatea injectării surplusului de energie în rețeaua publică de distribuție, în conformitate cu reglementările în vigoare privind prosumatorii.

1.2.2. Componentele principale ale investiției

Investiția cuprinde următoarele componente principale:

A. Sistemul de generare a energiei electrice:

- 792 module fotovoltaice monocristaline tip JA Solar JAM72S30-590/MR, cu putere unitară de 590 Wp, tehnologie half-cut, randament 21,1%, performanță certificată conform standardelor internaționale IEC 61215 și IEC 61730
- 4 invertore de rețea tip Huawei SUN2000-100KTL-M2, cu putere nominală de 100 kW fiecare, echipate cu 10 trackere MPPT independente, funcții integrate de protecție și monitorizare, randament maxim de 98,8%

B. Infrastructura electrică:

- 25 structuri metalice de montaj din oțel zincat la cald (24 buc. configurație 2Px16 și 1 buc. configurație 2Px12), înclinație 33°, orientare Sud (azimut 0°)
- Instalații electrice de curent continuu (DC): cabluri solare H1Z2Z2-K 1×6 mm² (7.655 ml), conectori MC4/MC4-EVO2 IP68
- Instalații electrice de curent alternativ (AC): tablou electric centrală fotovoltaică (TCEF), cabluri de forță
- Post de transformare PTAB 20/0,4 kV - 630 kVA, proiectat
- LES 20 kV cu cablu A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm² și LEA 20 kV cu conductor f.Al. 50/8 mm²
- Instalație de legare la pământ și protecție la supratensiuni atmosferice (paratrăsnet PDA, rază protecție 99 m)

C. Instalații auxiliare:

- Sistem de monitorizare: SmartLogger + SmartMeter pentru colectarea și transmiterea datelor de funcționare
- Sistem de supraveghere video: 8 camere video de exterior
- Sistem iluminat perimetral: 27 stâlpi de iluminat h=6 m cu aparate LED 80W,
- Împrejmuire perimetrală cu plasă bordurată, H=2,0 m, cu poartă de acces
- Container tehnic pentru echipamente auxiliare

1.2.3. Obiectivele specifice ale investiției

1. Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unui parc fotovoltaic cu putere instalată de 467,28 kWp de către UAT Corabia, în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică.
2. Reducerea costurilor operaționale prin diminuarea cheltuielilor cu energia electrică achiziționată din rețeaua publică, acoperind aproximativ 61% din consumul municipal de energie.
3. Creșterea independenței energetice și reducerea vulnerabilității la fluctuațiile prețurilor energiei pe piața liberă.
4. Diminuarea amprente de carbon prin reducerea emisiilor de CO₂, contribuind la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice.
5. Modernizarea infrastructurii tehnice și alinierea la cele mai bune practici în domeniul sustenabilității.

1.3. CODUL ȘI CATEGORIA DE IMPORTANȚĂ A LUCRĂRII

1.3.1. Clasificarea conform CAEN

COD CAEN	DENUMIRE ACTIVITATE
----------	---------------------

3511	Producția de energie electrică
4321	Lucrări de instalații electrice
7112	Activități de inginerie și consultanță tehnică

1.3.2. Categoria de importanță a construcției

Conform prevederilor H.G. nr. 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții, lucrarea se încadrează în:

Categoria de importanță	Categoria C - Construcții de importanță normală
Clasa de importanță	III - Construcții cu funcțiuni obișnuite
Grad de rezistență la foc	II (conform P118/99)

1.3.3. Încadrarea în domeniul energiei regenerabile

Investiția se încadrează în categoria Centrale electrice fotovoltaice nedispecerizabile (CEFND), conform următoarelor acte normative:

- Ordinul ANRE nr. 208/2018 - Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare
- Ordinul ANRE nr. 228/2018 - Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea
- Legea nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile

1.4. DATE DE IDENTIFICARE ALE CONTRACTULUI DE PROIECTARE

Prezenta documentație tehnică este elaborată în baza contractului de proiectare încheiat între părți, ale cărui date de identificare sunt prezentate în tabelul următor:

Număr contract proiectare	Nr. 9/2026
Beneficiar (Achizitor)	UAT ORAȘUL CORABIA
Proiectant (Prestator)	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
Obiectul contractului	Elaborare documentație tehnică faza P.T.E. pentru realizarea centralei electrice fotovoltaice
Faza de proiectare	Proiect Tehnic de Execuție (P.T.E.)

1.4.1. Conținutul documentației contractate

Conform contractului de proiectare, documentația tehnică elaborată cuprinde:

- a) Partea scrisă: Memoriu tehnic general, memoriu tehnic de specialitate instalații electrice, breviar de calcul, caiet de sarcini, program de urmărire a execuției
- b) Partea desenată: 40 planșe tehnice cuprinzând planuri de încadrare în zonă, planuri de situație, scheme electrice monofilare, detalii de montaj, planuri instalații de protecție
- c) Anexe tehnice: Calcule de dimensionare cu software specializat PVsyst, fișe tehnice echipamente, certificate de conformitate

1.5. AMPLASAMENTUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

1.5.1. Localizarea geografică

Adresa completă	Parcela cadastrală nr. 55177, Orașul Corabia, jud. Olt
Localitatea	Corabia (oraș)
Județul	Olt
Regiunea de dezvoltare	Sud-Vest Oltenia
Coordonate geografice	Latitudine: 43,82° N Longitudine: 24,49° E
Altitudine	39 m deasupra nivelului mării
Categorie teren	Extravilan - teren neproductiv
Suprafață teren	9.275 m ² (0,9275 ha)

1.5.2. Caracteristici climatice ale amplasamentului

Amplasamentul se află într-o zonă cu climat temperat-continental, caracterizat prin:

- Iradiație solară globală anuală: aproximativ 1.400-1.500 kWh/m²/an
- Număr mediu ore de însorire: 2.100-2.200 ore/an
- Temperatură medie anuală: 11-12 grade C
- Orientare optimă: Sud (azimut 0°), înclinație 33°

1.5.3. Regimul juridic al terenului

Terenul pe care se amplasează centrala fotovoltaică se află în proprietatea privată a orașului Corabia (domeniu privat), fapt atestat prin documentele cadastrale și extrasul de carte funciară nr. CF 55177 Corabia.

1.6. CARACTERISTICILE TEHNICE PRINCIPALE ALE INVESTIȚIEI

Parametrii de putere și energie ai centralei fotovoltaice proiectate:

PARAMETRU TEHNIC	VALOARE
Putere instalată totală (DC)	467,28 kWp
Putere nominală invertore (AC)	400 kW
Raport DC/AC	1,17
Număr module fotovoltaice	792 buc.
Putere unitară modul	590 Wp
Număr invertore	4 buc. × 100 kW
Număr structuri metalice	25 buc. (24×2Px16 + 1×2Px12)
Număr stringuri	50 (48×16 panouri + 2×12 panouri)
Producție anuală estimată	~643 MWh/an
Randament specific	~1.377 kWh/kWp/an
Performance Ratio	84,71%
Suprafață ocupată de module	~2.214 m²

2. LISTA DE SEMNĂTURI

2.1. COLECTIVUL DE ELABORARE A PROIECTULUI

Prezentul Proiect Tehnic de Execuție a fost elaborat de către colectivul de proiectare al S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L., firmă de proiectare atestată ANRE, cu sediul în Dej, str. Ion Creanga, nr. 3, jud. Cluj.

Documentația tehnică a fost întocmită în conformitate cu prevederile legislației în vigoare, cu respectarea normativelor și standardelor tehnice aplicabile, de către specialiști cu experiență în domeniul instalațiilor electrice și al sistemelor fotovoltaice.

2.1.1. Responsabilități și semnături

FUNCȚIA	NUME ȘI PRENUME	SEMNĂTURA	DATA
Șef Proiect / Proiectat	Ing. Caprar C. Paul - Inginer		2026
Desenat	Ing. Drulea Vlad Andrei - Inginer proiectant		2026
Verificat	Ing. Drulea Vlad Andrei - Verificator intern		2026

2.2. DATE DE IDENTIFICARE ALE SOCIETĂȚII DE PROIECTARE

Denumire societate	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
Sediul	Str. Ion Creangă nr. 3, Cod 405200, Dej, jud. Cluj
Telefon	0741-309452
Atestat A.N.R.E.	Tip C1A - Proiectare instalații electrice

2.3. ATESTATE ȘI CERTIFICĂRI

2.3.1. Atestate ANRE

TIP ATESTAT	DOMENIU DE COMPETENȚĂ	TITULAR
C1A	Proiectare pentru realizarea de linii electrice, aeriene sau subterane, și posturi/stații de transformare cu tensiuni nominale de 0,4kV-20kV	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.

2.3.2. Echipa de proiect

FUNCȚIE	NUME ȘI PRENUME	RESPONSABILITĂȚI
Șef proiect / Proiectat	Ing. Caprar C. Paul	Coordonare proiect, elaborare memorii tehnice, calcule dimensionare
Desenat	Ing. Drulea Vlad Andrei	Elaborare piese desenate, scheme electrice, planuri
Verificat	Ing. Drulea Vlad Andrei	Verificare conformitate, control calitate documentație

2.4. DECLARAȚIE DE CONFORMITATE

DECLARAȚIE

Subsemnații, în calitate de elaboratori ai prezentului Proiect Tehnic de Execuție, declarăm pe propria răspundere că documentația a fost întocmită în conformitate cu:

1. Legislația în vigoare privind calitatea în construcții (Legea 10/1995)
2. Normativele și standardele tehnice aplicabile instalațiilor electrice
3. Reglementările ANRE privind racordarea la rețeaua electrică
4. Cerințele specifice ale operatorului de distribuție (Distribuție Energie Oltenia S.A.)
5. Tema de proiectare și cerințele beneficiarului

Documentația conține toate informațiile tehnice necesare pentru execuția lucrării în condiții de siguranță și calitate.

ȘEF PROIECT

Ing. Capraru C. Paul
(semnătura)



PROIECTANT GENERAL

S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.

(stamping și semnătura)

3. CUPRINSUL LUCRĂRII

PARTEA SCRISĂ	2
1. DENUMIREA LUCRĂRII	2
1.1. TITLUL OFICIAL AL LUCRĂRII.....	2
1.2. DESCRIEREA DETALIATĂ A OBIECTULUI INVESTIȚIEI.....	2
1.3. CODUL ȘI CATEGORIA DE IMPORTANȚĂ A LUCRĂRII.....	3
1.4. DATE DE IDENTIFICARE ALE CONTRACTULUI DE PROIECTARE	4
1.5. AMPLASAMENTUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	4
1.6. CARACTERISTICILE TEHNICE PRINCIPALE ALE INVESTIȚIEI	5
2. LISTA DE SEMNĂTURI	5
2.1. COLECTIVUL DE ELABORARE A PROIECTULUI	5
2.3. ATESTATE ȘI CERTIFICĂRI	6
2.4. DECLARAȚIE DE CONFORMITATE	6
3. CUPRINSUL LUCRĂRII	8
4. MEMORIU TEHNIC.....	12
4.1. DATE GENERALE PRIVIND PROIECTUL	12
4.2. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	14
4.3. AMPLASAMENTUL	16
4.4. TITULARUL INVESTIȚIEI.....	17
4.5. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI	18
4.6. ELABORATORUL PROIECTULUI	19
4.7. DESCRIEREA SOLUȚIEI PROPUSE ÎN STUDIUL DE FEZABILITATE	21
4.8. DESCRIEREA SOLUȚIEI PROIECTATE	23
4.9. DIAGRAMA FUNCȚIONALĂ BLOC	70
4.10. CICLUL DE FUNCȚIONARE ZILNIC.....	71
4.11. COEXISTENȚA CU ALTE INSTALAȚII.....	73
4.12. CIRCULAȚIA PUTERII ÎN SITUAȚIA PROIECTATĂ	77
4.13. SECȚIONĂRI ALE CONDUCTOARELOR ÎN AXUL LINIEI	89
4.14. ORGANIZAREA DE SANTIER	94
4.15. PREVEDERI DIN LEGISLAȚIE ȘI NORME TEHNICE	101
4.16. ANALIZA MATERIALELOR REZULTATE DIN DEMONTĂRI	105
4.17. CONCLUZII.....	110
5. BREVIAR DE CALCUL.....	112
5.1. CALCULUL NIVELURILOR DE TENSIUNE.....	112
5.2. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT	119
5.3. BREVIAR DE CALCUL PARATRĂSNET ȘI PRIZĂ DE PĂMÎNT	127
6. CAIET DE SARCINI	138
6.1 Generalitati.....	138
6.2 Lucrari de terasamente si fundatii.....	139
6.3 Montaj structuri metalice si panouri fotovoltaice	142
6.4 Executia instalatiei electrice de curent continuu (DC)	143

6.5 Executia instalatiei electrice de curent alternativ (AC)	144
6.6 Executia instalatiei de impamantare si protectie la trasnet	145
6.11 Probe, teste si punere in functiune	150
6.13 Masuri de prevenire si stingere a incendiilor (PSI)	152
6.14 Masuri de securitate si sanatate in munca (SSM)	153
6.15 Masuri de protectia mediului	156
6.16 Managementul riscurilor industriale	158
7. Programul de urmarire a executiei lucrarilor si fazele determinante	160
8. PROGRAMUL DE CONTROL AL CALITATII LUCRARILOR	162
9. PROGRAM DE MENTENANTA	168
10. PROGRAMUL DE PROBE PENTRU PERIOADA DE PUNERE SUB TENSIUNE SI CERTIFICAREA CONFORMITATII TEHNICE	186
ANEXE	198
ANEXA A — LISTA DE CAPACITATI PROIECTATE	198
ANEXA B — FOI DE ECHIPARE	202
ANEXA C — LISTA TIPURILOR DE DESEURI REZULTATE DIN LUCRARE	207
ANEXA D — ANALIZA MATERIALELOR REZIDUALE DIN LUCRARE	209
ANEXA E — GRAFICUL DE EXECUTIE A LUCRARILOR (DIAGRAMA GANTT)	212
ANEXA F — FIȘE TEHNICE ECHIPAMENTE	219
ANEXA G — SIMULARE CU PROGRAM DE CALCUL SPECIALIZAT PVSyst	267
PARTEA DESENATA	Error! Bookmark not defined.

4. MEMORIU TEHNIC

Prezentul memoriu tehnic este elaborat în cadrul Proiectului Tehnic de Execuție (P.T.E.) nr. 9/2026 pentru investiția publică având ca obiect înființarea de capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în orașul Corabia, județul Olt. Documentația este elaborată în conformitate cu prevederile H.G. nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, precum și cu normativele și standardele tehnice în vigoare aplicabile instalațiilor electrice și sistemelor fotovoltaice.

Memoriul tehnic cuprinde descrierea completă a soluției tehnice adoptate pentru realizarea centralei electrice fotovoltaice cu o putere instalată de 400 kW, incluzând toate informațiile necesare pentru înțelegerea și implementarea proiectului de către executant.

4.1. DATE GENERALE PRIVIND PROIECTUL

4.1.1. Contextul și cadrul general al proiectului

În contextul economic actual și luând în calcul condițiile de mediu, intenția de a crea o unitate proprie de producere a energiei electrice, utilizând energia solară, reprezintă un act de responsabilitate atât față de comunitate cât și față de mediul înconjurător. Prin realizarea și implementarea acestui proiect se dorește utilizarea potențialului solar care este una din noile cerințe și tendințe implementate și utilizate într-o gamă largă de aplicații.

Avându-se în vedere că zona orașului Corabia beneficiază de un potențial solar bun, cu o irradiație solară globală anuală de aproximativ 1.400-1.500 kWh/m²/an și un număr mediu de ore de însorire de 2.100-2.200 ore/an, implementarea unei centrale fotovoltaice va rezulta în scăderea utilizării combustibililor fosili, creșterea independenței energetice și nu în ultimul rând diminuarea poluării mediului înconjurător.

Prin realizarea și implementarea acestui proiect se dorește optimizarea condițiilor actuale, prin crearea unei centrale fotovoltaice care să asigure independența energetică a UAT Orașul Corabia. Acest proiect îl va pune la adăpost pe beneficiar de fluctuațiile prețurilor pe piața energiei și va aduce bugetului local economii considerabile.

Proiectul se încadrează în strategia națională de creștere a ponderii energiei regenerabile în mixul energetic, în concordanță cu Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European (Legea europeană a climei), referitor la asigurarea până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră.

Principalul obiectiv este creșterea nivelului de independență energetică a UAT Corabia prin obținerea de energie din surse regenerabile (energie solară), astfel cum sunt definite în Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, pentru consumul propriu al acesteia.

4.1.2. Obiectivele proiectului

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unui parc fotovoltaic de către UAT Corabia în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică al acestuia.

Obiective specifice:

- Crearea unui parc fotovoltaic cu putere instalată de 400 kW, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032, conform RST 2019, 2020

- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național
- Reducerea emisiilor de carbon în atmosferă prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an (cărbune, gaz natural)
- Asigurarea unei produceri estimate de energie electrică de aproximativ 643 MWh/an, acoperind cca. 61% din necesarul energetic al UAT Corabia
- Reducerea cheltuielilor bugetare cu energia electrică achiziționată din rețeaua publică de distribuție
- Demonstrarea angajamentului autorității locale față de protecția mediului și dezvoltarea durabilă

4.1.3. Cadru legislativ aplicabil

Prezenta documentație tehnică a fost elaborată în conformitate cu următoarele acte normative și reglementări tehnice:

Legislație primară:

- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile
- H.G. nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
- H.G. nr. 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții

Normative și standarde tehnice:

- PE 107 - Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice
- NTE 007/08/00 - Normativ pentru proiectarea și execuția rețelelor electrice de cablu
- I7-2011 - Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor
- SR EN 62548 (IEC 62548) - Cerințe de proiectare pentru câmpuri fotovoltaice
- SR EN 62446-1 - Sisteme fotovoltaice - Cerințe pentru încercări, documentare și întreținere
- SR EN 60364-7-712 - Instalații electrice de joasă tensiune - Sisteme fotovoltaice solare
- IEC 62109-1/-2 - Siguranța invertoarelor fotovoltaice
- IEC 61643-31 - Descărcătoare de supratensiuni (SPD) pentru circuite DC
- SR EN ISO 1461 - Zincare termică a structurilor metalice
- P118/99 - Normă tehnică de securitate la incendiu a construcțiilor
- NP-I7/2011 - Normativ pentru proiectarea instalațiilor electrice în clădiri

Reglementări ANRE:

- Ordinul ANRE nr. 208/2018 - Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare
- Ordinul ANRE nr. 228/2018 - Condiții tehnice de racordare pentru prosumatori
- Ordinul ANRE nr. 51/2019 - Procedura de notificare pentru racordarea unităților generatoare
- Ordinul ANRE nr. 59/2013 - Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare

- Ordinul ANRE nr. 30/2013 - Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare a centralelor electrice fotovoltaice
- Ordinul ANRE nr. 74/2013 - Procedura privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 - Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție

4.2. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

4.2.1. Descrierea tehnică a obiectivului

Obiectivul investiției îl constituie realizarea unei centrale electrice fotovoltaice (CEF) nedispecerizabile, cu putere instalată de 400 kW, amplasată pe teren extravilan, parcela cadastrală nr. 55177, orașul Corabia, județul Olt.

Parcul fotovoltaic va debita o putere nominală de 400 kW. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, unghi de azimut al panoului: 0°. Prin așezarea lor în poziție înclinată (33°) se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică a operatorului de distribuție.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă. Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice este suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta 792 module fotovoltaice monocristaline cu putere unitară minimă de 590 Wp. În sistem fix, parcul fotovoltaic are mai multe avantaje față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking): panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice, au un randament crescut, cheltuielile de întreținere sunt mai mici, iar fiabilitatea pe termen lung este superioară.

4.2.2. Componente principale ale investiției

Investitia cuprinde următoarele componente principale:

I. Sistemul de generare fotovoltaică:

- 792 module fotovoltaice monocristaline, putere unitară minim 590 Wp, randament minim 21%, tehnologie half-cut, certificate IEC 61215 și IEC 61730, dimensiuni aproximative 2465×1134×35 mm
- 4 invertore trifazate de rețea, putere nominală 100 kW fiecare (total 400 kW AC), minim 10 MPPT independente, randament maxim minim 98,5%, grad protecție minim IP65, protecții integrate SPD DC/AC tip II, AFCI, RCMU
- 50 stringuri fotovoltaice (48 stringuri a câte 16 module + 2 stringuri a câte 12 module)

II. Structuri metalice de montaj:

- 24 structuri metalice zincate tip fix, configurație 2Px16 (32 panouri/structură), înclinație 33°
- 1 structură metalică zincată tip fix, configurație 2Px12 (24 panouri/structură), înclinație 33°
- 100 stâlpi susținere din profil zincat la cald, cu fundații din beton C16/20.

III. Instalația electrică DC:

- Cabluri solare unipolare 1×6 mm², rezistente UV, tensiune nominală minim 1.500V DC, în lungime totală de cca. 7.655 ml
- Conectori rapizi tip MC4 compatibili, grad protecție IP68, 1000V/30A
- Canale de cablu PVC rigid pentru organizare și protecție

IV. Instalația electrică AC:

- Tablou Electric Centrală Fotovoltaică (TCEF), putere instalată 400 kW, echipat cu întreruptoare automate, protecții și aparatură de măsurare
- Cabluri de forță AC pentru legătura invertoare - TCEF și TCEF - PTAB
- Tablou distribuție joasă tensiune (TDJT) în cadrul PTAB

V. Post de transformare (PTAB):

- Post de transformare prefabricat tip anvelopă beton (PTAB), 20/0,4 kV - 630 kVA
- Transformator ermetic în ulei 20/0,4 kV, 630 kVA, grup de conexiuni Dyn5
- Celule modulare MT 20 kV (celulă sosire, celulă măsură, celulă transformator, celulă racord cablu)
- Compartiment de măsură securizabil, cu acces separat din exterior
- Tablou distribuție JT echipat cu întreruptor debrosabil și plecări JT

VI. Racord la rețeaua electrică:

- Stâlp special MT proiectat tip SC15014, echipat cu consolă, separator tripolar orizontal, descărcătoare ZnO 20 kV, priză de pământ $R_p \leq 4 \Omega$
- LES 20 kV cu cablu tip A2XS(F)2Y3×1×150/25 mm², lungime cca. 70 m, pozare în trefla
- LEA 20 kV cu 3Xconductor din aluminiu 50/8 mm², lungime cca. 5 m (racord la stâlp existent)

VII. Instalații auxiliare:

- Sistem de monitorizare: datalogger + contor inteligent + comunicare date la distanță
- Sistem supraveghere video: 8 camere de exterior cu unitate centrală de înregistrare
- Iluminat perimetral: 27 stâlpi iluminat h=6 m cu corpuri LED 80W, rețea subterană
- Sistem inteligent de management prin telegestiune al aparatelor de iluminat LED 80W.
- Împrejmuire perimetrală: plasă bordurată H=2,0 m, lungime cca. 430 ml, inclusiv poartă acces
- Paratrăsnet cu dispozitiv de amorsare, înălțime 10 m, rază protecție 99 m (Nivel III), priză de pamant cu rezistența de dispersie $R_p \leq 10 \text{ ohmi}$.
- Instalație de împământare: platbandă OL-Zn 40×4 mm, cca. 382 ml – parc.
- Container tehnic pentru echipamente auxiliare

4.2.3. Parametri tehnici principali

PARAMETRU TEHNIC	VALOARE
Putere instalată centrală fotovoltaică	400 kW
Putere totală panouri DC	467,28 kWp
Putere nominală invertoare AC	400 kW (4 × 100 kW)
Raport DC/AC	1,17
Număr module fotovoltaice	792 buc. × minim 590 Wp
Număr invertoare	4 buc. × 100 kW trifazat
Număr structuri metalice	25 buc. (24×2Px16 + 1×2Px12)

S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L. | Beneficiar: UAT Orașul Corabia | Pag. 15

Configurație stringuri	50 stringuri (48×16 + 2×12 panouri)
Orientare / Înclinație	Sud (azimut 0°) / 33°
Producție anuală estimată	~643 MWh/an
Randament specific	~1.377 kWh/kWp/an
Performance Ratio	84,71%
Suprafață totală teren	9.275 m ²
Suprafață ocupată panouri	~2.214 m ²
Transformator PTAB	20/0,4 kV - 630 kVA
Tensiune racordare MT	20 kV
Punct de delimitare	Cleme legătură stâlp existent LEA 20 kV
Punct de măsurare	Celula de măsură PTAB, la 20 kV

4.3. AMPLASAMENTUL

4.3.1. Localizare geografică

Centrala electrică fotovoltaică va fi amplasată pe parcela cadastrală nr. 55177, situată în extravilanul orașului Corabia, județul Olt, Regiunea de dezvoltare Sud-Vest Oltenia. Amplasamentul este identificat prin următoarele date:

Adresa	Parcela cadastrală nr. 55177, Orașul Corabia, jud. Olt
Număr cadastral	55177
Carte funciară	CF 55177 Corabia
Localitatea	Corabia (oraș)
Județul	Olt
Regiunea de dezvoltare	Sud-Vest Oltenia
Latitudine	43,82° N
Longitudine	24,49° E
Altitudine medie	39 m deasupra nivelului mării
Categorie teren	Extravilan - teren neproductiv
Suprafață totală teren	9.275 m ² (0,9275 ha)
Proprietar	Orașul Corabia (domeniu privat)

Amplasamentul este accesibil din DN 54A, asigurând condiții optime pentru transportul echipamentelor și materialelor necesare în faza de construcție, precum și pentru activitățile de mentenanță pe durata de exploatare a centralei.

4.3.2. Caracteristici climatice ale amplasamentului

Amplasamentul se află într-o zonă cu climat temperat-continental cu nuanțe de excesivitate, favorabil producerii de energie solară. Principalele caracteristici climatice relevante pentru proiectul fotovoltaic sunt:

Iradiație solară globală anuală	~1.400-1.500 kWh/m ² /an
Număr mediu ore însorire	2.100-2.200 ore/an
Temperatură medie anuală	11-12°C
Temperatura minimă de calcul	-25°C (pentru verificare tensiune DC)
Temperatura maximă de calcul	+45°C (pentru verificare curent AC)
Viteza maximă a vântului	30 m/s (108 km/h), conf. NTE 003/04/00
Încărcare zăpadă	Zona de zăpadă IV, conform CR 1-1-3
Zona seismică	Ag=0,15g, conform P100-1/2013

Condițiile climatice favorabile, cu o iradiație solară generoasă și un număr ridicat de ore de însorire, asigură un potențial energetic solar deosebit de bun pentru implementarea proiectului fotovoltaic, cu o producție specifică estimată de aproximativ 1.377 kWh/kWp/an.

4.3.3. Regimul juridic al terenului și construcției

Terenul pe care urmează să fie amplasată centrala fotovoltaică se află în proprietatea privată a orașului Corabia (domeniu privat al UAT), fapt atestat prin extrasul de carte funciară nr. CF 55177 Corabia. Terenul este clasificat ca teren extravilan, cu destinația de teren neproductiv, ceea ce îl face adecvat pentru amplasarea unei centrale fotovoltaice fără a afecta terenuri agricole sau cu altă destinație productivă.

Dreptul de proprietate este liber de sarcini, iar beneficiarul deține toate documentele necesare pentru realizarea investiției, inclusiv certificatul de urbanism emis de Primăria Orașului Corabia și avizul tehnic de racordare emis de operatorul de distribuție regional.

Pe teren nu există construcții sau instalații care ar necesita demontări sau mutări. Nu sunt identificate servituți de utilitate publică care ar afecta realizarea investiției.

4.3.4. Vecinătăți și accesibilitate

Amplasamentul este delimitat de următoarele vecinătăți:

- La nord și est: parcele cadastrale nr. 50922 și nr. 55176 (teren extravilan)
- La sud: DN 54A - drum național care asigură accesul principal
- La vest: teren extravilan

Accesul la amplasament se realizează direct din DN 54A, drumul național asigurând condiții optime de transport atât în faza de construcție cât și în faza de exploatare. În interiorul parcului fotovoltaic este prevăzut un drum de acces perimetral cu lățimea de 3 m și lungimea de cca. 463 m, care asigură accesul vehiculelor de intervenție (inclusiv autospeciale PSI) la toate echipamentele.

Terenul prezintă o topografie relativ plată, cu o ușoară pantă naturală, favorabilă drenajului natural al apelor pluviale. Cotele de nivel ale terenului variază între +37,70 m și +38,10 m, conform măsurărilor topografice.

4.4. TITULARUL INVESTIȚIEI

4.4.1. Date de identificare ale titularului

Denumire	UAT ORAȘUL CORABIA
Adresa sediu	Str. Cuza Vodă nr. 54, Corabia, jud. Olt, cod poștal 235300
Reprezentant legal	Primarul Orașului Corabia
Telefon / Fax	0742 226 646 / 0249 506 154
E-mail	primariacorabia@yahoo.com
Calitate	Autoritate contractantă / Beneficiar

4.4.2. Calitatea titularului în raport cu investiția

UAT Orașul Corabia deține calitatea de titular al investiției în baza următoarelor documente și atribute:

- Proprietar al terenului pe care se amplasează centrala fotovoltaică (parcelsa cadastrală nr. 55177, domeniu privat al UAT)
- Autoritate contractantă în cadrul procedurii de achiziție publică pentru realizarea investiției
- Solicitant al avizului tehnic de racordare la rețeaua electrică de distribuție (ATR nr. 001500055851/15.10.2025)
- Beneficiar al finanțării prin Fondul pentru Modernizare

Titularul investiției are obligația de a asigura resursele financiare necesare, de a obține toate avizele și autorizațiile prevăzute de legislația în vigoare, precum și de a urmări și recepționa lucrările executate. De asemenea, titularul are obligația de a încheia Convenția de exploatare cu operatorul de distribuție, conform cerințelor avizului tehnic de racordare.

4.5. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este UAT Orașul Corabia, care va utiliza energia electrică produsă de centrala fotovoltaică pentru acoperirea necesarului propriu de consum al obiectivelor municipale. Centrala va funcționa în regim de prosumator, conform Legii nr. 11/2024 și reglementărilor ANRE în vigoare.

4.5.1. Beneficiile așteptate ale investiției

Implementarea centralei fotovoltaice va genera următoarele beneficii pentru UAT Orașul Corabia:

Beneficii economice:

- Reducerea semnificativă a cheltuielilor bugetare cu energia electrică, prin producerea unei cantități estimate de aproximativ 643 MWh/an, acoperind cca. 61% din consumul municipal
- Protecția bugetului local împotriva fluctuațiilor prețurilor energiei pe piața liberă
- Venituri potențiale din vânzarea surplusului de energie electrică către rețeaua de distribuție, în condițiile în care producția depășește consumul instantaneu
- Durata estimată de amortizare a investiției: 6-8 ani, cu o durată de viață a echipamentelor de minim 25 ani

Beneficii de mediu:

- Reducerea emisiilor de CO₂ cu aproximativ 300-350 tone anual
- Contribuția la atingerea Țintelor naționale și europene privind energia regenerabilă
- Zero emisii de poluanți atmosferici, zero zgomot, zero deșeuri în timpul funcționării normale

Beneficii sociale și strategice:

- Creșterea independenței energetice a comunității locale
- Demonstrarea angajamentului autorității locale față de dezvoltarea durabilă
- Modernizarea infrastructurii tehnice a orașului
- Efect de exemplu pentru alte unități administrativ-teritoriale din regiune

Energia electrică produsă va fi utilizată prioritar pentru alimentarea obiectivelor municipale: sediul primăriei, instituții de învățământ, iluminat public, instituții culturale și sportive, stații de pompare apă și alte obiective de interes public. Surplusul de energie, care se va manifesta predominant în lunile de vară și în orele de vârf solar (10:00-15:00), va fi injectat în rețeaua de distribuție și compensat conform reglementărilor aplicabile prosumatorilor.

4.6. ELABORATORUL PROIECTULUI

4.6.1. Date de identificare ale proiectantului

Denumire societate	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
Sediul social	Str. Ion Creangă nr. 3, Cod 405200
Telefon	0741-309452
Domeniu de activitate	Proiectare instalații electrice
Atestat ANRE	Tip C1A
Calitate în proiect	Proiectant de specialitate instalații electrice

4.6.2. Competențe și atestări

S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L. deține competențele necesare pentru elaborarea prezentei documentații tehnice, în baza următoarelor atestate și autorizații:

TIP ATESTAT	DOMENIU DE COMPETENȚĂ	TITULAR
C1A	Proiectare pentru realizarea de linii electrice, aeriene sau subterane, și posturi/stații de transformare cu tensiuni nominale de 0,4 kV - 20 kV	S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.

Atestatul ANRE de tip C1A acoperă integral domeniul de proiectare necesar pentru prezenta investiție, incluzând: proiectarea instalațiilor electrice de joasă și medie tensiune, proiectarea posturilor de transformare, proiectarea liniilor electrice aeriene și subterane, proiectarea instalațiilor de protecție și automatizare, precum și proiectarea instalațiilor de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

Societatea dispune de experiență relevantă în proiectarea și implementarea sistemelor fotovoltaice de putere, precum și de cunoașterea aprofundată a normativelor și reglementărilor tehnice aplicabile în România.

4.6.3. Echipa de proiect

Documentația tehnică a fost elaborată de următoarea echipă de specialiști:

FUNCȚIE	NUME ȘI PRENUME	RESPONSABILITĂȚI
Șef proiect	Ing. Caprar C. Paul	Coordonare generală proiect, elaborare memoriu tehnic, calcule de dimensionare, verificare conformitate tehnică, corelarea cu avizul de racordare și cerințele DEO

Proiectat	Ing. Drulea Vlad Andrei	Elaborare documentație tehnică de specialitate, scheme electrice monofilare, breviar de calcul, caiet de sarcini, specificare echipamente
Desenat	Ing. Drulea Vlad Andrei	Elaborare piese desenate (28 planșe), planuri de situație în coordonate Stereo 70, scheme electrice, detalii de montaj, planuri instalații

Ing. Drulea Vlad Andrei deține calificarea și experiența profesională necesară în domeniul ingineriei electrice și al sistemelor fotovoltaice, având competențe în proiectarea instalațiilor electrice de joasă și medie tensiune, în conformitate cu normativele și standardele tehnice românești și europene.

4.6.4. Obiectul contractului de proiectare

Contractul de proiectare nr. 9/2026 are ca obiect elaborarea documentației tehnice în faza P.T.E. (Proiect Tehnic de Execuție) pentru realizarea centralei electrice fotovoltaice cu putere instalată de 400 kW în orașul Corabia, județul Olt.

Documentația contractată cuprinde:

A. Partea scrisă:

- Memoriu tehnic general cuprinzând descrierea completă a soluției tehnice
- Memoriu tehnic de specialitate instalații electrice
- Breviar de calcul pentru dimensionarea instalațiilor electrice (secțiuni cabluri, protecții, tensiuni, curenți de scurtcircuit)
- Caiet de sarcini cu tehnologia de montare și cerințele tehnice de execuție
- Program de urmărire a execuției lucrărilor și fazele determinante
- Program de probe la punerea în funcțiune
- Grafic de execuție a lucrărilor

B. Partea desenată (40 planșe):

- Planuri generale: plan de încadrare în zonă, plan de situație, plan general de amplasare echipamente, planuri în coordonate Stereo 70 (situația existentă și proiectată)
- Instalații electrice DC: plan circuite DC și distribuție stringuri, scheme monofilare invertore
- Instalații electrice AC: schemă bloc inverter, schemă de principiu a instalației, plan instalație distribuție AC
- Tablou Electric Parc Fotovoltaic (TCEF): scheme monofilare detaliate
- Instalații de protecție: plan priză de pământ și IPT, detalii legături la priza de pământ
- Structuri metalice: detalii montaj structuri 2Px16 și 2Px12, vedere frontală și laterală
- Instalații auxiliare: supraveghere video, iluminat perimetral, schema RS485, măsuri PSI
- Post de transformare: schemă monofilară PTAB 630 kVA, plan traseu LES/LEA, plan priză pământ PTAB
- Panouri de avertizare: detalii constructive panouri pericol electric

C. Anexe tehnice:

- Calcul structură metalică de susținere a panourilor fotovoltaice
- Calcul cu software specializat pentru estimarea producției de energie electrică
- Fișe tehnice echipamente (specificații de performanță minimă)
- Certificate de conformitate

Documentația tehnică a fost elaborată în conformitate cu cerințele H.G. nr. 907/2016, cu respectarea normativelor și standardelor tehnice în vigoare, precum și cu cerințele specifice

ale operatorului de distribuție regional, așa cum sunt acestea prevăzute în avizul tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025. Documentația va fi supusă avizării în Comisia Tehnică de Evaluare (CTE) a operatorului de distribuție, conform cerințelor ATR.

4.7. DESCRIEREA SOLUȚIEI PROPUSE ÎN STUDIUL DE FEZABILITATE

4.7.1. Date generale ale studiului de fezabilitate

Studiul de fezabilitate (SF) pentru obiectivul „Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia” a fost elaborat de S.C. Echitabil MNG S.R.L., București, nr. proiect 14/8077/2023, revizia V03 (septembrie 2025), sub coordonarea șefului de proiect ing. Vătăjelu Valentin, cu inginer de specialitate ing. Comnodean Mihai (legitimă ANRE nr. 202011307-GR IIA-IIB). Beneficiarul investiției este UAT Orașul Corabia, jud. Olt, în calitate de ordonator principal de credite.

4.7.2. Scenarii tehnico-economice analizate

SF-ul analizează două scenarii tehnico-economice pentru realizarea unui parc fotovoltaic la sol cu putere instalată DC de 467,28 kWp, destinat asigurării autoconsumului municipalității. Ambele scenarii sunt identice ca amplasament (parc CF 55177, 9.275 m²), putere instalată, număr de module (792 buc. × 590 Wp), orientare (SUD, 33°, azimut 0°) și echipamente auxiliare, diferind numai prin varianta de invertor utilizată (M2 vs. M3 a aceleiași clase de 100 kW), ceea ce generează diferențe minore de producție estimată.

Parametru	Scenariul 1 (recomandat)	Scenariul 2
Putere instalată DC	467,28 kWp	467,28 kWp
Putere AC totală	4 × 100 kW = 400 kW	4 × 100 kW = 400 kW
Module FV	792 buc. × 590 Wp, $\eta \geq 21,1\%$	792 buc. × 590 Wp, $\eta \geq 20,8\%$
Invertoare	4 buc. × 100 KTL M2	4 buc. × 100 LTL M3
Producție an 1	610,47 MWh/an	606,06 MWh/an
Structuri montaj	24×2Px16 + 1×2Px12	24×2Px16 + 1×2Px12
PTAB	630 kVA, 20/0,4 kV	630 kVA, 20/0,4 kV
Racord MT	LES 3×1×185 mm ² , ~350 m	LES 3×1×185 mm ² , ~350 m
CAPEX (fără TVA)	3.523.003,85 lei	3.523.003,85 lei
CAPEX (cu TVA)	4.257.206,30 lei	4.257.206,30 lei
OPEX anual	108.416,38 lei/an	108.416,38 lei/an
Durată implementare	8 luni	8 luni

4.7.3. Scenariul optim recomandat

Varianta recomandată de elaboratorul SF este Scenariul 1 – parc fotovoltaic 467,28 kWp, orientare SUD, cu 792 module monocristaline de minimum 590 Wp ($\eta \geq 21,1\%$ STC, 156 celule/modul, 2.465×1.134×35 mm, 31,1 kg, degradare max. 15,5% la 25 ani) și 4 invertoare trifazate de 100 kW ($\eta \geq 98,4\%$, conforme ANRE 228/2018 și 132/2020). Producția estimată în anul 1 este de 610,47 MWh, corespunzător unui grad de acoperire de ~61,5% din consumul mediu anual al beneficiarului (992,90 MWh/an), cu o reducere de emisii GES de 356,68 t CO₂/an.

Soluția tehnică propusă în SF cuprinde următoarele componente principale:

Generator fotovoltaic	792 module monocristaline × ≥590 Wp, P_DC = 467,28 kWp
Invertoare string	4 buc. × 100 kW trifazat, P_AC = 400 kW, η ≥ 98,4%
Structuri montaj	25 structuri zincate (24×2Px16 + 1×2Px12), înclinare 33°, azimut 0° SUD, fundații beton
PTAB	630 kVA 20/0,4 kV: celulă linie, celulă măsură, celulă transformator, celulă servicii interne 15 kVA, SCADA, analizoare calitate
Racord la rețea MT	LES 20 kV, cablu 3×1×185 mm ² , ~350 m, racord radial în LEA MT
TCEF	1 întrerupător debrosabil 1.600A, 6 întreruptoare 180A, SmartLogger
Cabluri DC	Solare 6 mm ² UV, pozate pe structură în tuburi riflate
Cabluri AC (invertoare–TCEF)	A2XS(FL)2Y 3×(1×150/25) mm ² , LES 1 kV
Împrejmuire	Plasă bordurată H=2 m, stâlpi rectangulari + poartă, ~430 m
Iluminat perimetral	27 stâlpi metalici H=6 m, corpuri LED, rețea subterană
Supraveghere video	8 camere IP exterior + NVR
Protecție atmosferică	Paratrăsnet + împrămbântare, platbandă OL-Zn 40×4 mm

4.7.4. Preluarea soluției SF în proiectul tehnic de execuție

Prezentul proiect tehnic de execuție (PTE nr. 9/2026), elaborat de S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L., preia integral scenariul optim recomandat în SF, dezvoltându-l la nivel de detaliu de execuție și adaptându-l la cerințele ATR nr. 001500055851/15.10.2025 emis de DEO. Parametrii fundamentali ai investiției (putere instalată, număr module, număr invertoare, configurație structuri, orientare, PTAB) sunt menținuți integral conform SF.

Parametru	Valoare SF	Valoare PTE
Putere DC	467,28 kWp	467,28 kWp ✓
Putere AC	400 kW	400 kW ✓
Module FV	792 buc. × 590 Wp	792 buc. × ≥590 Wp ✓
Invertoare	4 × 100 kW	4 × 100 kW ✓
Structuri montaj	24×2Px16 + 1×2Px12	24×2Px16 + 1×2Px12 ✓
Orientare / înclinare	SUD / 33°	SUD / 33° ✓
PTAB	630 kVA 20/0,4 kV	630 kVA 20/0,4 kV ✓
Împrejmuire	~430 m, plasă H=2 m	~340 m (optimizat la perimetru real)
Iluminat perimetral	27 stâlpi LED H=6 m	14 stâlpi LED H=6 m (optimizat)

Supraveghere video

8 camere + NVR

8 camere + NVR ✓

Adaptările de detaliu operate în PTE față de SF vizează: reducerea numărului de stâlpi de iluminat de la 27 la 14 (pe baza calculului fotometric real), ajustarea lungimii împrejurii la perimetrul efectiv al parcelei, și detalierea racordului la rețea conform soluției definitivate în ATR (LEA 20 kV ~5 m + LES 20 kV ~70 m, cu stâlp terminal proiectat SC 15014). Aceste adaptări nu modifică parametrii fundamentali, capacitatea instalată sau configurația electrică a centralei fotovoltaice stabilite prin SF.

4.8. DESCRIEREA SOLUȚIEI PROIECTATE

Prezentul capitol detaliază soluția tehnică proiectată pentru centrala electrică fotovoltaică cu putere instalată de 400 kW, descriind funcțional și tehnologic fiecare subsistem component, de la generarea energiei în curent continuu până la evacuarea în rețeaua de medie tensiune a operatorului de distribuție. Descrierea urmărește fluxul energetic al instalației, de la captarea radiației solare la modulele fotovoltaice, trecerea prin etapele de conversie, transport și transformare, până la punctul de racordare la Sistemul Electroenergetic Național (SEN).

Soluția tehnică a fost fundamentată în Studiul de Fezabilitate nr. 14/8077/2023 și corelată cu cerințele avizului tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025. Toate specificațiile tehnice prezentate în acest capitol definesc performanțele minime acceptabile ale echipamentelor, în vederea asigurării compatibilității cu procedura de achiziție publică și cu normativele tehnice în vigoare.

4.8.1. Conceptul funcțional al instalației

Centrala electrică fotovoltaică (CEF) proiectată funcționează pe principiul conversiei directe a radiației solare în energie electrică, utilizând efectul fotovoltaic. Celulele din siliciu monocristalin, integrate în module de înaltă eficiență, convertesc fotonii din lumina solară în curent electric continuu (DC). Acest curent este apoi transformat în curent alternativ trifazat (AC) prin intermediul invertoarelor de rețea, ridicat la tensiunea de medie tensiune (20 kV) printr-un transformator de putere și evacuat în Sistemul Electroenergetic Național prin intermediul postului de transformare PTAB 630 kVA.

Procesul de conversie este complet automatizat, fără intervenția operatorului uman. Invertoarele pornesc automat la răsărit, când tensiunea DC a stringurilor depășește pragul minim de pornire (200 V), și se opresc automat la apus. Pe tot parcursul zilei, algoritmi MPPT (Maximum Power Point Tracking) ai invertoarelor urmăresc continuu punctul de putere maximă al fiecărui grup de stringuri, adaptându-se dinamic la variațiile de irradiație solară, temperatură și condiții atmosferice. Această optimizare permanentă asigură extragerea energiei maxime disponibile din câmpul fotovoltaic, în orice condiții de funcționare.

Tehnologia de conversie fotovoltaică prezintă avantajul major al absenței pieselor în mișcare, ceea ce se traduce prin lipsa zgomotelor, vibrațiilor, emisiilor gazoase sau a deșeurilor în timpul funcționării. Singura materie primă consumată este radiația solară, resursă regenerabilă și gratuită. Aceste caracteristici fac ca centrala fotovoltaică să fie una dintre cele mai prietenoase cu mediul forme de producere a energiei electrice.

Centrala funcționează în regim de prosumator, conform Legii nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile. Energia produsă este utilizată prioritar pentru acoperirea consumului propriu al UAT Corabia, iar surplusul este injectat în rețeaua de distribuție a operatorului regional. Măsurarea energiei se realizează bidirecțional, la nivelul de 20 kV, în celula de măsură securizabilă a PTAB.

4.8.2. Arhitectura sistemului

Sistemul fotovoltaic este structurat pe o arhitectură ierarhică, organizată pe șase niveluri funcționale distincte, fiecare cu un rol bine definit în lanțul de conversie și transport al energiei. Această structurare pe niveluri permite o gestionare eficientă a fluxurilor energetice, o localizare rapidă a eventualelor defecțiuni și o întreținere simplificată.

Nivel	Denumire	Descriere funcțională
1	Generare DC	792 module fotovoltaice monocristaline (≥ 590 Wp), montate pe 25 structuri metalice fixe, organizate în 50 stringuri. Orientare Sud (azimut 0°), înclinație 33° .
2	Conversie DC/AC	4 invertore trifazate de 100 kW fiecare, cu 10 MPPT independente și 20 intrări DC. Protecții integrate: SPD, AFCI, RCMU, anti-insularizare.
3	Distribuție AC	Tabloul Electric Centrală Fotovoltaică (TCEF), $P_i=400$ kW, $I_n=577A$ la 400V, centralizează ieșirile invertorelor și distribuie energia către PTAB.
4	Transformare MT	Post de transformare PTAB 20/0,4 kV - 630 kVA, în anvelopă beton, cu celule modulare MT, compartiment măsură, protecții și automatizări.
5	Racord SEN	LES 20 kV (cablu $3 \times 1 \times 150/25$ mm ² , ~70 m) + LEA 20 kV $3 \times$ (conductor Al 50/8 mm ² , ~5 m) către stâlpul existent din rețeaua de distribuție.
6	Monitorizare	Datalogger, senzori meteorologici, RS485, SCADA, supraveghere video (8 camere), iluminat perimetral (14 stâlpi LED), împrejmuire, IPT, împământare.

Această arhitectură modulară permite scalabilitatea sistemului și facilitează diagnosticarea defecțiunilor. Fiecare inverter operează independent, astfel încât o defecțiune la un inverter nu afectează funcționarea celorlalte. Similar, fiecare MPPT urmărește independent punctul de putere maximă al stringurilor conectate, maximizând producția chiar și în condiții de umbră parțială sau degradare a unor module.

4.8.3. Fluxul energetic

Fluxul de energie în cadrul centralei fotovoltaice parcurge șase etape succesive, de la captarea radiației solare până la injectarea în rețeaua de distribuție. La fiecare etapă intervin pierderi specifice, care reduc energia disponibilă la etapa următoare. Bilanțul energetic complet al instalației, cu detalierea pierderilor pe fiecare etapă, este prezentat în tabelul următor:

Etapă	Proces	Detalii tehnice	Pierderi (%)	Energie (MWh/an)
1	Captare solară și conversie FV	792 module $\times$ 590 Wp = 467,28 kWp, irradiație ~1.450 kWh/m ² /an	-	~680
2	Transport DC (stringuri → invertore)	Cabluri H1Z2Z2-K 1×6 mm ² , total ~7.655 ml	1,5%	-10,2
3	Conversie DC/AC (invertore)	4 $\times$ 100 kW, randament $\geq 98,5\%$, 10 MPPT/inv.	1,3%	-8,8

4	Transport AC JT (TCEF → PTAB)	Cablu ACYAbY 3×240+120 mm ²	0,8%	-5,4
5	Transformare JT/MT (PTAB)	Transformator 630 kVA, 20/0,4 kV, Dyn5	1,2%	-8,2
6	Transport MT (LES+LEA 20 kV)	Cablu 3×1×150/25 mm ² , ~70 m + Al 50/8, ~5 m	<0,1%	-0,5
-	Consum propriu tehnologic (CPT)	Stand-by invertoare, auxiliare, monitorizare	0,6%	-3,9

Rezultatele bilanțului energetic global:

Energie netă livrată în PCC (20 kV)	~643 MWh/an
Performance Ratio (PR) global	84,71%
Randament specific anual	~1.377 kWh/kWp/an
Factor de capacitate	~17,1%

Performance Ratio de 84,71% reprezintă un indicator excelent pentru o centrală fotovoltaică în sistem fix, la latitudinea amplasamentului (43,82°N), confirmând că soluția tehnică adoptată minimizează eficient pierderile pe întregul lanț de conversie și transport. Valoarea este consistentă cu rezultatele simulării realizate cu software specializat, prezentate în Anexa A2.

4.8.4. Subsistemul de generare DC (Câmpul fotovoltaic)

Câmpul fotovoltaic constituie componenta de generare a centralei, fiind responsabil cu conversia radiației solare în energie electrică DC. Acesta este compus din module fotovoltaice, structuri metalice de susținere, cabluri solare DC și conectori. Totalul de 792 module fotovoltaice monocristaline, cu putere unitară minimă de 590 Wp, generează o putere DC cumulată de 467,28 kWp în condiții standard de testare (STC: 1.000 W/m², 25°C, AM1.5).

Configurația electrică a câmpului fotovoltaic presupune conectarea modulelor în serie, formând stringuri. Fiecare structură de tip 2Px16 susține 32 de panouri organizate în 2 stringuri de câte 16 module, iar structura 2Px12 susține 24 de panouri organizate în 2 stringuri de câte 12 module. Tensiunile rezultante au fost verificate pentru condițiile extreme de temperatură (-25°C) și se încadrează în domeniul admisibil al invertoarelor (sub 1.100 V maxim):

Configurație	Pan/str	Nr.str	Voc (V)	Vmp (V)	Voc -25°C	Verificare
Masa 1 (2×12 module)	12	2	639,6	537,6	552 V	OK (<1100V)
Mase 2-25 (2×16 mod.)	16	48	852,8	716,8	736 V	OK (<1100V)
TOTAL	-	50	-	-	-	VERIFICAT

Cele 50 de stringuri sunt distribuite pe cele 4 invertoare ținând cont de proximitatea geografică a structurilor metalice și de limitarea lungimii cablurilor DC. Invertorul 1 (INV1) preia cele 2 stringuri scurte de 12 panouri (de pe Masa 1) împreună cu 12 stringuri de 16 panouri din zonele adiacente, totalizând 14 stringuri și 216 panouri (127,44 kWp). Invertoarele 2, 3 și

4 preiau câte 12 stringuri de 16 panouri, totalizând câte 192 panouri (113,28 kWp) fiecare. Distribuția detaliată este prezentată în tabelul următor:

Invertor	Stringuri	Configurație stringuri	Panouri	PDC (kWp)	Surse (Mase)
INV1	14	2×12P + 12×16P	216	127,44	Mase 1-7
INV2	12	12×16P	192	113,28	Mase 8-13
INV3	12	12×16P	192	113,28	Mase 14-19
INV4	12	12×16P	192	113,28	Mase 20-25
TOTAL	50	2×12P + 48×16P	792	467,28	400 kW AC instalat

Legăturile electrice DC dintre module și invertoare se realizează cu cabluri solare unipolare de 6 mm², certificate pentru aplicații fotovoltaice, cu izolație dublă și rezistență UV. Cablurile pozitive sunt de culoare roșie, iar cele negative de culoare neagră, conform convenției internaționale. Conexiunile se realizează prin conectori compatibili IP68, sertizați exclusiv cu scule dedicate. Pe traseele expuse, cablurile sunt protejate mecanic cu tub rîflat UV rezistent Ø25 mm. Căderea de tensiune pe circuitele DC este limitată la maxim 1,5% conform NTE 007/08/00.

Modulele fotovoltaice

Modulele fotovoltaice reprezintă componenta fundamentală a centralei, realizând conversia directă a radiației solare în energie electrică prin efectul fotovoltaic. Pentru prezentul proiect se utilizează 792 module fotovoltaice de înaltă eficiență, pe bază de celule monocristaline de siliciu, cu putere unitară minimă de 590 Wp în condiții standard de testare (STC: iradianță 1.000 W/m², temperatură celulă 25°C, spectru solar AM1.5G).

Tehnologia celulelor monocristaline de siliciu este cea mai răspândită și matură tehnologie fotovoltaică din lume, cu peste 90% din piața globală de panouri. Celulele monocristaline se caracterizează prin eficiență ridicată de conversie (≥21%), stabilitate pe termen lung și degradare redusă în timp. Modulele selectate utilizează tehnologia half-cut (celule tăiate la jumătate), care reduce pierderile rezistive interne cu 50-75% față de celulele întregi, îmbunătățește comportamentul la umbră parțială și reduce efectul hot-spot.

Fiecare modul este echipat cu diode de bypass (minimum 3 per modul) care protejează celulele în cazul umbririi parțiale, prevenind formarea punctelor fierbinți care ar putea deteriora modulul. Cutia de joncțiuni (junction box) are grad de protecție IP68 și conține conectorii de ieșire, permițând conectarea rapidă și sigură a modulelor în stringuri prin conectori compatibili, etanși, cu rezistență UV.

Sticla frontală a modulelor este de tip tempered, cu grosime minimă de 3,2 mm, tratată antireflexie, conferind rezistență la grindină (sferă de gheață 25 mm la 23 m/s, conform IEC 61215). Cadrul din aliaj de aluminiu anodizat asigură rigiditate structurală și rezistență la coroziune pe întreaga durată de viață a modulului.

Specificații tehnice minime – Module fotovoltaice:

Tip celulă	Monocristalin (Mono-Si), tehnologie Half-Cut
Putere nominală Pmax (STC)	minim 590 Wp (±3%)
Tensiune circuit deschis Voc	~53,3 V
Tensiune putere maximă Vmp	~44,8 V

Curent de scurtcircuit I_{sc}	~13,93 A
Curent putere maximă I_{mp}	~13,17 A
Randament modul	minim 21%
Coeficient temperatură P_{max}	-0,350 %/°C (tipic)
Coeficient temperatură V_{oc}	-0,275 %/°C
Coeficient temperatură I_{sc}	+0,045 %/°C
NOCT	45°C (±2°C)
Dimensiuni (L × l × h)	~2.465 × 1.134 × 35 mm
Greutate	~31,1 kg
Număr celule	156 celule half-cut (2×78)
Sticlă frontală	Tempered, 3,2 mm, antireflexie
Cadru	Aliaj aluminiu anodizat, 35 mm
Junction box / Grad protecție	IP68, cu diode bypass (min. 3)
Conectori	Compatibili MC4, IP68, 1000V/30A
Tensiune maximă sistem	1.500 V DC
Capacitate rupere siguranță serie	30 A
Clasificare aplicație	Clasa A
Rezistență la foc	Tip 1
Certificări obligatorii	IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701 (salt mist)
Degradare maximă anul 1	< 2%
Degradare maximă anuală (ani 2-25)	< 0,55%/an
Garanție performanță la 25 ani	minim 84,5% din P _{nom}
Garanție produs	minim 12 ani

Numărul total de module și puterea DC instalată:

Număr total module	792 buc.
Putere unitară minimă	590 Wp
Putere DC totală instalată	792 × 590 Wp = 467,280 Wp = 467,28 kWp
Suprafață activă totală	792 × 2,465 × 1,134 = ~2.214 m ²

Structura de montaj din aluminiu

Structurile metalice de montaj asigură susținerea modulelor fotovoltaice la înclinația și orientarea optime, transferând sarcinile mecanice (gravitare, vânt, zăpadă, seism) către

fundații. Pentru prezentul proiect se utilizează 25 structuri metalice fixe, montate pe fundații de beton C16/20 cu ancore metalice.

Structurile sunt realizate din profile de oțel S235/S355, zincate la cald prin imersie conform SR EN ISO 1461, asigurând rezistență la coroziune pe întreaga durată de viață a instalației (minim 25 ani). Grosimea stratului de zinc: minim 45 μm (conform Tabelul 3, SR EN ISO 1461 pentru grosimi ≥6 mm). Asamblarea se realizează cu șuruburi de înaltă rezistență (clasa 8.8 minim), zincate, prevăzute cu șaibe Grower antidesurbare.

Fiecare structură este susținută de stâlpi metalici, batuti in pamant.

Modulele sunt fixate pe profilele structurii cu ajutorul clemelor de prindere (cleme intermediare și cleme de capăt), din aluminiu anodizat sau oțel inoxidabil, care permit ventilația naturală pe spatele modulelor și compensează dilatațiile termice diferite dintre cadrul de aluminiu al modulului și profilele de oțel ale structurii.

Specificații tehnice – Structuri metalice:

Tip structură principală	2Px16 (2 rânduri × 16 module = 32 panouri/structură)
Număr structuri 2Px16	24 buc.
Tip structură secundară	2Px12 (2 rânduri × 12 module = 24 panouri/structură)
Număr structuri 2Px12	1 buc.
Total panouri	24×32 + 1×24 = 792 panouri
Înclinație module	33° (optimizat pentru lat. 43,82°N)
Orientare	Sud (azimut 0°)
Material profil	Oțel S235/S355
Tratament suprafață	Zincare la cald (SR EN ISO 1461), min. 45 μm
Înălțime minimă margine inf.	0,70 m de la sol
Înălțime maximă margine sup.	~3,70 m de la sol
Număr stâlpi/structură	12 buc.
Total stâlpi	298 buc.
Rezistență vânt	30 m/s (conform NTE 003/04/00)
Rezistență zăpadă	Zona IV (CR 1-1-3/2012)
Rezistență seism	ag=0,15g (P100-1/2013)
Distanță inter-rând	~3,50 m (calculat pentru solstițiu iarnă)
Cleme de prindere	Aluminiu anodizat sau inox, intermediare + capăt

Cabluri și sisteme de conexiune DC

Sistemul de cabluri DC asigură transportul energiei electrice de la panouri înspre invertoare. Cablurile au fost dimensionate conform PE 107, NTE 007/08/00 și I7-2011, respectând criteriile de: capacitate termică admisibilă (curent maxim), cădere de tensiune admisibilă (max. 1,5% DC) și rezistență la scurtcircuit.

Circuit	Tip cablu	Secțiune	Lungime	Observații
DC solar (string)	H1Z2Z2-K	1×6 mm ²	~7.655 ml	TUV, UV, 1500V DC, ROȘU(+)/NEGRU(-)

Conectorii DC sunt de tip compatibil MC4, cu grad de protecție IP68, tensiune nominală 1.000V și curent nominal 30A. Sertizarea conectorilor se realizează exclusiv cu scule dedicate ale producătorului, asigurând o rezistență de contact minimă și o etanșare perfectă. Este interzisă utilizarea conectorilor de la producători diferiți pe același circuit (cross-mating). Protecția mecanică a cablurilor DC pe traseele expuse se realizează cu tub riflat UV rezistent Ø25 mm, fixat cu coliere inoxidabile pe structuri.

4.8.5. Subsistemul de conversie DC/AC (Invertoare)

Conversia energiei electrice din curent continuu (DC) în curent alternativ trifazat (AC) se realizează prin intermediul a 4 invertoare trifazate de rețea, fiecare cu putere nominală de 100 kW. Invertoarele sunt de tip string inverter, fără transformator intern (topologie transformerless), ceea ce asigură un randament ridicat de conversie de minim 98,5%. Tehnologia fuse-free (fără fuzibile) simplifică arhitectura de protecție și reduce necesarul de întreținere.

Invertoare

Invertoarele reprezintă componenta de conversie a centralei, transformând energia electrică din curent continuu (DC) generat de modulele fotovoltaice în curent alternativ trifazat (AC) sincronizat cu rețeaua de distribuție. Pentru prezentul proiect se utilizează 4 invertoare trifazate de rețea, fiecare cu putere nominală de 100 kW AC, totalizând o putere AC instalată de 400 kW.

Invertoarele sunt de tip **string inverter**, cu topologie transformerless (fără transformator intern), ceea ce asigură un randament de conversie ridicat de minim 98,5%. Această topologie elimină pierderile asociate transformatorului intern și reduce greutatea și dimensiunile echipamentului. Invertoarele utilizează tranzistoare IGBT de ultimă generație pentru conversia DC/AC, cu frecvența de comutație optimizată pentru minimizarea armonicilor și a pierderilor de comutație.

Fiecare inverter este echipat cu 10 **MPPT**-uri (Maximum Power Point Tracker) independente, fiecare având 2 intrări DC (total 20 intrări per inverter). Această configurație permite urmărirea individuală a punctului de putere maximă pentru fiecare pereche de stringuri, optimizând producția chiar și în condiții de umbră parțială, degradare neuniformă a modulelor sau diferențe de orientare/înclinație. Algoritmul MPPT operează cu o frecvență de actualizare de minimum 10 secunde, asigurând o urmărire precisă a punctului de putere maximă în condiții de iradianță variabilă.

Invertoarele integrează un set complet de **protecții** care elimină necesitatea echipamentelor externe: descărcătoare de supratensiuni SPD Tip II pe toate circuitele DC și pe ieșirea AC, detector de arc electric AFCI (Arc Fault Circuit Interrupter) care identifică arcurile electrice în serie pe circuitele DC și deconectează automat circuitul afectat, monitor de curent rezidual RCMU care detectează curenții reziduali (componenta AC și DC) peste pragul de 300 mA, și protecție anti-insularizare conform SR EN 62109-2 care previne funcționarea în insulă a inverterului în cazul pierderii rețelei.

Comunicația se realizează prin interfețe multiple: RS485 pentru conectarea la datalogger prin magistrală în lanț (daisy-chain), WLAN pentru configurare locală, USB pentru actualizarea firmware-ului și MBUS pentru integrarea în sistemele de gestionare a energiei. Inverterul raportează în timp real: puterea generată, energia cumulată, tensiunile și curenții pe fiecare MPPT, stările de funcționare, codurile de eroare și parametrii de mediu (dacă sunt conectați senzori).

Montajul invertoarelor se realizează pe console metalice zincate, în exterior, sub structurile de panouri sau pe pereții containerului tehnic. Gradul de protecție IP66 asigură funcționarea în condiții de intemperii. Domeniul de temperatură de funcționare: -25°C ... +60°C, cu derating automat peste +45°C.

Specificații tehnice minime – Invertoare (partea DC):

Tensiune maximă intrare DC	1.100 V
Domeniu tensiune MPPT	200 ~ 1.000 V
Tensiune nominală MPPT	600 V
Tensiune minimă la putere nominală	254 V
Curent maxim per MPPT	minim 30 A
Curent maxim I_{sc} per MPPT	minim 40 A
Număr MPPT	10
Număr maxim intrări DC	20 (2 per MPPT)

Specificații tehnice minime – Invertoare (partea AC):

Putere nominală AC	100 kW
Putere maximă aparentă AC	110 kVA
Tensiune nominală ieșire	400 V, 3W+(N)+PE, 50 Hz
Curent nominal ieșire	144,4 A (la 400V)
Factor putere reglabil	0,8 ind ... 0,8 cap
THD maxim (curent)	< 3%

Specificații tehnice minime – Invertoare (generale și protecții):

Randament maxim	≥ 98,5%
Randament european (ponderat)	≥ 98,0%
Topologie	Transformerless (fuse-free)
Grad protecție	IP66
Domeniu temperatură	-25°C ... +60°C
Dimensiuni (L × H × A)	~1.035 × 700 × 365 mm
Greutate	≤ 93 kg
Comunicație	RS485, WLAN, USB, MBUS
Consum stand-by noapte	~3,5 W
SPD DC integrate	Tip II, pe toate MPPT
SPD AC integrat	Tip II
AFCI (dectecție arc)	Da, pe circuitele DC

RCMU (curent rezidual)	Da, prag 300 mA (AC+DC)
Separatoare DC	3 buc/inv (SW1:MPPT1-4, SW2:5-7, SW3:8-10)
Anti-insularizare	Conform SR EN 62109-2
Număr total invertore	4 buc.
Putere AC totală instalată	4 × 100 = 400 kW

4.8.5. Subsistemul de distribuție AC

Subsistemul de distribuție AC asigură colectarea energiei de la cele 4 invertore, protecția circuitelor și transportul energiei către postul de transformare. Elementul central al acestui subsistem este **Tabloul Electric Centrală Fotovoltaică (TCEF)**, care centralizează ieșirile AC ale tuturor invertorelor și asigură protecțiile necesare pe partea de joasă tensiune a instalației.

Tabloul AC al centralei fotovoltaice (TCEF)

Tabloul Electric Centrală Fotovoltaică (TCEF) reprezintă nodul central al distribuției AC a centralei, centralizând ieșirile celor 4 invertore, asigurând protecțiile circuitelor și distribuind energia către postul de transformare PTAB. TCEF este un tablou electric de tip dulap metalic din tablă de oțel vopsită electrostatic, cu grad de protecție minim IP54 pentru montaj exterior.

Tabloul este echipat cu bară colectoare dimensionată pentru curentul nominal de 577A (calculat la 400 kW / 400V / $\sqrt{3}$), cu întreruptoare automate individuale pentru fiecare circuit inverter, un întreruptor general de ieșire, protecție la supratensiuni și aparatură de măsurare. Dimensionarea fiecărui circuit a fost realizată conform I7-2011 și normativelor de proiectare instalații electrice, asigurând selectivitatea protecțiilor și coordonarea cu întreruptorul debrosabil din TDRI-ul aferent PTAB.

Echiparea TCEF – Descriere detaliată circuite:

Poziție	Echipament	Calibru	Cablu aferent	Destinație
Q0	MCCB 4P	3x250A, 50kA	3×ACYAbY 3×240+120	3 iesiri principale → PTAB TDRI
Q1	MCB 3P + contor	6A	-	Contor producție intern
Q2	MCCB 4P	250A/25kA, Ir=200A	ACYAbY 3×150+70	Invertor 1 (INV1)
Q3	MCCB 4P	200A/25kA, Ir=200A	ACYAbY 3×150+70	Invertor 2 (INV2)
Q4	MCCB 4P	200A/25kA, Ir=200A	ACYAbY 3×150+70	Invertor 3 (INV3)
Q5	MCCB 4P	200A/25kA, Ir=200A	ACYAbY 3×150+70	Invertor 4 (INV4)
Q6	MCB 4P	40A	CYAbY 5×10	Servicii interne (TESI)
F1-F4	SPD Tip 1+2, 4P	In=125A gG	-	Protecție supratensiuni

TC	Transformatoare curent	630/5A	-	Măsurare curent ieșire
SM	Contor inteligent	-	LiYCY 6×2×4	Smartmeter → datalogger

Schema monofilară completă a TCEF este prezentată în planșele IE19.1, IE19.2 și IE19.3 (3 folii). Tabloul este prevăzut cu bornă de împământare M8, racordată la instalația de împământare generală a centralei, asigurând protecția la atingere indirectă a tuturor echipamentelor.

Tabloul Electric Servicii Interne (TESI) alimentează consumatorii auxiliari ai centralei: iluminatul perimetral (27 corpuri LED 80W), sistemul de supraveghere video (8 camere + NVR), prizele de serviciu, ventilația PTAB și rezistențele anticondens. TESI este alimentat de la TCEF prin circuitul Q6 și cablu CYAbY 5×10 mm². Schema monofilară TESI este prezentată în planșa IE20.

Cabluri și sisteme de conexiune

Sistemul de cabluri asigură transportul energiei electrice de la invertoare până la postul de transformare. Cablurile au fost dimensionate conform PE 107, NTE 007/08/00 și I7-2011, respectând criteriile de: capacitate termică admisibilă (curent maxim), cădere de tensiune admisibilă (max. 1,5% DC, max. 3% AC) și rezistență la scurtcircuit.

Circuit	Tip cablu	Secțiune	Lungime	Observații
AC invertoare→TCEF	ACYAbY	3×150+70 mm ²	4×~30 m	1 cablu per inverter, pozat subteran
AC TCEF→PTAB	ACYAbY / F2X	3×240+120 mm ²	~25 m	3×ACYAbY
Servicii interne	CYAbY	5×10 mm ²	~15 m	TCEF → TESI

Pozarea cablurilor AC subterane se realizează conform PE 107: în șanț pe pat de nisip de 10 cm grosime, cu acoperire 10 cm nisip, fâșie de avertizare din PVC la 30 cm deasupra cablurilor, adâncime minimă de îngropare 0,8 m (în spațiu verde) sau 1,0 m (sub căi de circulație). La subtraversări și intrări în PTAB se utilizează țevă PVC-G Ø110 mm. Raza minimă de curbura pentru cablul MT: 15×D = 630 mm.

4.8.6. Subsistemul de monitorizare și control

Arhitectura generală a subsistemului

Subsistemul de monitorizare și control al centralei fotovoltaice CEF Corabia 400 kW este proiectat ca o structură ierarhică pe trei niveluri, care asigură achiziția completă a datelor de funcționare, supravegherea în timp real a parametrilor electrici și climatici, controlul automat al puterii active și reactive, diagnosticarea predictivă a echipamentelor, și transmiterea informațiilor către platforma cloud a beneficiarului și către sistemul de telegestiune al operatorului de distribuție DEO (Distribuție Energie Oltenia S.A.), conform cerințelor ATR nr. 001500055851/15.10.2025.

Cele trei niveluri ale arhitecturii sunt: nivelul de teren (field level), care cuprinde senzorii, transductoarele și echipamentele inteligente de câmp (invertoare cu interfață RS485, contor inteligent DTSU666-HW, stație meteo 3S-CWS); nivelul de concentrare și control (station level), reprezentat de data logger-ul SmartLogger 3000A03EU care centralizează

toate datele, implementează algoritmi de control și funcționează ca gateway de comunicație; și nivelul de supraveghere la distanță (remote level), care include platforma cloud de monitorizare (tip FusionSolar sau echivalent) accesibilă prin portal web și aplicație mobilă, precum și interfata RTU/SCADA cu dispecerul DEO.

Comunicația între nivelul de teren și SmartLogger se realizează exclusiv prin magistrală RS485 (protocol Modbus RTU), cablu ecranat, topologie daisy-chain, conform schemei de principiu IE21. Comunicația între SmartLogger și exterior se realizează prin router/modem 4G/LTE (card SIM date, conectivitate permanentă), prin cablu Ethernet Cat5e (RJ45) între SmartLogger și router. Toate echipamentele de monitorizare sunt concentrate fizic în Tabloul Electric de Comunicații și Monitorizare (TECM), alimentat din TESI prin circuitul Q4 (MCB 2P/16A), cablu CYY-F 3×6 mm², cu protecție SPD Tip 3 și UPS 1.500 VA pentru continuitatea funcționării la întreruperi scurte ale alimentării, conform schemei monofilare IE19.3 (TCEF folio 3/3).

Nivel	Echipamente	Funcție principală
Teren (Field)	4×Invertor 100kW (RS485) Contor DTSU666-HW (RS485) Stație meteo 3S-CWS (RS485)	Achiziție date: P, Q, U, I, f, Vdc, Idc per MPPT, alarme, curbe I-V, iradianță, temperaturi, vânt, energie activă/reactivă importată/exportată.
Stație (Station)	SmartLogger 3000A03EU Router/modem 4G/LTE Switch Ethernet UPS 1.500 VA	Concentrare date, stocare locală (8 GB), calcul Performance Ratio, control P/Q, gateway RS485 ↔ Ethernet ↔ 4G, store-and-forward la pierdere conexiune.
Distanță (Remote)	Platformă cloud (FusionSolar) SCADA/Telegestiune DEO Aplicație mobilă (iOS/Android)	Vizualizare web/mobil, rapoarte automate, alerte email/SMS/push, export date CSV/PDF. Transmitere P, Q, U, f, poziție întrerupător către DEO prin telegestiune Converge.

SmartLogger

Descriere funcțională

SmartLogger-ul este echipamentul central de monitorizare, comunicație și control al CEF Corabia 400 kW, funcționând ca gateway inteligent între echipamentele de teren (invertoare, contor, senzori meteo) și platforma de supraveghere la distanță (cloud și SCADA). Din punct de vedere funcțional, SmartLogger-ul este un concentrator de date industrial (data logger) proiectat special pentru instalații fotovoltaice de medie și mare putere, capabil să gestioneze simultan până la 80 de invertore și peste 200 de dispozitive periferice prin cel puțin 4 porturi de comunicație RS485 (Modbus RTU). În configurația CEF Corabia, SmartLogger-ul gestionează 4 invertore de 100 kW, 1 contor trifazat inteligent și 1 stație meteo, ceea ce reprezintă sub 5% din capacitatea sa maximă de conectare.

Datele colectate de la fiecare invertor includ: puterea activă și reactivă instantanee (P, Q), tensiunea și curentul pe fiecare fază AC (U_a, U_b, U_c, I_a, I_b, I_c), frecvența rețelei, factorul de putere, energia cumulată produsă (totalizator kWh), starea operațională (funcționare, stand-by, defect, oprit), tensiunea și curentul pe fiecare intrare MPPT (V_{dc1}...V_{dc10}, I_{dc1}...I_{dc10}), temperatura internă a invertorului, stările protecțiilor (AFCI, RCMU, SPD, Riso), alarmele active și istoricul de alarme, precum și rezultatele scanării automate a curbelor I-V pe stringuri (Smart I-V Curve Diagnosis) care permite detectarea degradărilor, nepotrivirilor

(mismatch), punctelor fierbinti (hotspot) și efectelor de umbrire parțială fără intervenție la fața locului.

Funcții de control implementate

SmartLogger-ul nu este un simplu înregistrator de date, ci funcționează ca un controller activ al centralei fotovoltaice, implementând următoarele funcții de control impuse prin ATR nr. 001500055851/15.10.2025 și Ordinul ANRE nr. 228/2018:

Controlul puterii active P(f)	Reducerea automată a puterii active a invertoarelor în funcție de frecvența rețelei, conform curbei de răspuns definită în ATR (derating la $f >f > 50,2$ Hz, oprire la $f > 51,5$ Hz, repornire la $f < 50,05$ Hz). SmartLogger transmite comandă de limitare individuală fiecărui inverter.
Controlul puterii reactive Q(U)	Reglarea automată a puterii reactive a invertoarelor în funcție de tensiunea la punctul comun de cuplare (PCC), conform curbei Q(U) definită în ATR. Domeniul factor de putere: 0,8 capacitiv ... 0,8 inductiv.
Limitarea puterii active	Limitarea puterii totale evacuate la maximum 400 kW (valoarea aprobată prin ATR), prin distribuție proporțională a limitei pe cele 4 invertore (100 kW/inverter).
Comandă la distanță P/Q	Recepția și executarea comenzilor de modificare a consemnelor P și Q primite de la dispecerul DEO prin interfața SCADA (IEC 60870-5-104 sau Modbus TCP).
Deconectare la distanță	Executarea comenzii de deconectare a CEF primită de la DEO (deschidere întrerupător general TCEF prin contact comandat de SmartLogger).

Funcții de monitorizare și diagnostic

Pe lângă funcțiile de control, SmartLogger-ul implementează funcții avansate de monitorizare și diagnostic care maximizează disponibilitatea și performanța instalației:

Calculul automat al Performance Ratio (PR) în timp real, conform metodologiei IEC 61724-1:2017, prin compararea energiei efectiv produse cu energia teoretică calculată pe baza iradiației măsurate și a temperaturii modulelor. PR se calculează pe intervale de 15 minute, zilnic, lunar și anual, cu generarea automată de rapoarte standardizate exportabile în format CSV sau PDF. O scădere a PR sub pragul configurat (implicit: 75%) generează alarmă automată.

Diagnosticarea inteligentă a stringurilor prin comanda funcției Smart I-V Curve Scan integrată în invertore: SmartLogger programează periodic (zilnic sau săptămânal) scanări automate ale curbelor I-V pe fiecare string, compară rezultatele cu curbele de referință și identifică automat module degradate, conectori defectuoși, umbriri parțiale sau hotspot-uri. Rezultatele sunt disponibile sub formă de hărți termice (heat maps) pe platforma cloud.

Sistemul de alertare multinivel: SmartLogger clasifică evenimentele în trei nivele de severitate (informație, avertisment, alarmă critică) și transmite notificări automate prin email, SMS și push notification pe aplicația mobilă (iOS/Android). Alarmerile critice (defect inverter, defect izolație, arc electric DC, pierdere comunicație) sunt transmise în maximum 30 secunde de la detecție.

Magistrala de comunicație RS485

3.1. Topologia rețelei de comunicație

Conform schemei de principiu IE21, comunicația între SmartLogger și echipamentele de teren se realizează prin magistrală serială RS485, în topologie daisy-chain (lanț), cu protocolul Modbus RTU. Magistrala RS485 este o interfață diferențială semifull-duplex, pe două fire (A/+ și B/-), care permite comunicația pe distanțe de până la 1.000 m cu până la 32 de dispozitive pe un segment, la viteze de 9.600–115.200 bps. Alegerea RS485 este justificată de robustețea sa în medii industriale (imunitate excelentă la perturbații electromagnetice datorită transmisiei diferențiale), de simplitatea cablajului (2 fire + ecran) și de compatibilitatea nativă cu invertoarele și cu SmartLogger-ul.

Rețeaua RS485 a CEF Corabia este organizată pe 3 porturi de comunicație ale SmartLogger-ului, conform IE21:

COM1 – Invertoare	Portul COM1 conectează în lanț cele 4 invertoare (INV1...INV4), fiecare cu adresă Modbus unică (1, 2, 3, 4). Cablu ecranat 2×2×0,75 mm ² , traseu comun prin șanț (sub tub PVC D25 mm), lungime totală ~85 m.
COM2 – Contor	Portul COM2 conectează contorul trifazat inteligent DTSU666-HW (Power Meter), montat în TCEF, prin cablu ecranat 2×2×0,75 mm ² , lungime ~3 m. Adresă Modbus: 5.
COM3 – Stație meteo 3S-CWS	Portul COM3 conectează stația meteo compactă (3S-CWS sau echivalent) prin cablu ecranat, lungime ~15 m (traseu de la structura S1 sau S13 la TECM). Adresă Modbus: 10.

3.2. Cablu de comunicație RS485

Cablul de comunicație RS485 utilizat este de tip ecranat, cu două perechi torsadate (2×2×0,75 mm²), conform cerințelor din manualul de utilizare al inverterului (cap. 5.2). Ecranul din folie Al + împletiturdă Cu se conectează la borna PE la un singur capăt (la SmartLogger), conform recomandării de evitare a buclelor de pământ. Pe traseul comun cu cablurile de putere (LES JT), cablul de comunicație se separă la distanță minimă de 20 cm sau se pozează în tub separat, pentru evitarea cuplajelor electromagnetice cu cablurile de putere AC.

La fiecare inverter, cablul RS485 se conectează la portul de comunicație RS485-1 (pin 5 = A/+, pin 1 = B/-), conform schemei din manualul inverterului. Legătura daisy-chain se realizează prin trecerea cablului de la inverterul precedent la cel următor (in-out), utilizând mufele cu 2 sau 4 găuri ale garniturilor de cauciuc de pe invertoare. La ultimul inverter din lanț (INV4) se montează o rezistență de terminare de 120 Ω între bornele A și B, pentru adaptarea impedanței liniei și evitarea reflexiilor de semnal. O rezistență similară de 120 Ω se montează și la portul COM1 al SmartLogger-ului.

Tip cablu	Ecranat, 2×2×0,75 mm ² , torsadat, ecran folie Al + împletiturdă Cu
Impedanta caracteristică	~120 Ω (perechi torsadate)
Viteză comunicație	9.600 bps (implicit) sau 19.200 bps (configurabil)
Protocol	Modbus RTU, 8 biți date, 1 bit stop, fără paritate (8N1)
Distanță max. per segment	1.000 m (conform manual inverter)
Rezistență de terminare	120 Ω la ambele capete ale lanțului (SmartLogger + ultimul inverter)
Separare față de cabluri putere	Min. 20 cm sau tub PVC separat (PE 107)

Conectare ecran	La PE, la un singur capăt (SmartLogger), pentru evitarea buclelor de pământ
Cantitate totală estimată	~110 ml (85 m invertore + 3 m contor + 15 m stație meteo + rezerve)

Parametri de comunicație Modbus RTU

Protocolul Modbus RTU definește comunicația între SmartLogger (master) și dispozitivele de teren (slave). SmartLogger-ul interoghează ciclic fiecare dispozitiv conectat, citind registrele de date (funcția 03 Read Holding Registers) și scriind comenzi de control (funcția 06 Write Single Register sau funcția 16 Write Multiple Registers). Ciclul complet de interogare a celor 4 invertore + contor + stație meteo durează sub 5 secunde la viteza de 9.600 bps, ceea ce asigură o rezoluție temporală excelentă pentru monitorizarea în timp real.

Echipament	Adresă Modbus	Port	Baud rate	Registre principale citite
INV1	1	COM1	9.600	P_ac, Q_ac, U_a/b/c, I_a/b/c, f, PF, kWh, Vdc1...Vdc10, Idc1...Idc10, T_inv, alarme
INV2	2	COM1	9.600	Idem INV1 (registre identice, adresă diferită)
INV3	3	COM1	9.600	Idem INV1
INV4	4	COM1	9.600	Idem INV1
DTSU666-HW	5	COM2	9.600	P_import, P_export, Q_import, Q_export, U_a/b/c, I_a/b/c, f, PF, E_import, E_export
Stație meteo	10	COM3	9.600	Iradianță orizontală, iradianță înclinată, T_modul, T_ambient, viteză vânt, direcție vânt

Contorul inteligent trifazat

Funcție și amplasare

Contorul inteligent trifazat este un smart meter bidirecțional montat în TCEF, la punctul de interfață cu rețeaua, cu rolul de a măsura în timp real puterea activă, reactivă și aparentă pe fiecare fază, precum și energia importată și exportată la punctul de racordare. Datele măsurate sunt transmise prin RS485 (portul COM2 al SmartLogger) și constituie semnalul de intrare pentru funcțiile de control al puterii active și reactive la punctul de racordare (grid-tied point power control), conform cerințelor ATR.

Este esențial să se distingă acest contor intern, proprietatea beneficiarului de contorul de decontare (Converge, proprietatea DEO) montat în celula de măsură securizabilă a PTAB. Contorul are funcție exclusivă de monitorizare și control intern, în timp ce contorul Converge este unicul echipament de măsurare fiscală a energiei, recunoscut de DEO pentru facturarea energiei importate/exportate.

Rolul în controlul puterii la punctul de racordare

SmartLogger-ul citește contorul la fiecare 1–3 secunde (ciclu rapid), obținând valorile instantanee ale puterii active și reactive la punctul de interfață. Aceste valori sunt comparate cu consemnele de putere (set-point-urile) primite de la DEO sau cu curbele de control P(f) și Q(U) configurate în SmartLogger. Dacă puterea măsurată depășește consemnul (de exemplu, puterea evacuată > 400 kW), SmartLogger-ul transmite imediat comandă de reducere a puterii către invertore, distribuțional proporțional cu puterea actuală a fiecărui inverter. Timpul de răspuns al buclei de reglare (de la măsurarea depășirii până la efectuarea corecturii de către invertore) este sub 5 secunde, ceea ce asigură conformitatea permanentă cu cerințele ATR.

Stația meteorologică compactă

Stația meteo compactă (tip 3S-CWS sau echivalent), conectată la portul COM3 al SmartLogger-ului prin RS485, furnizează parametri climatici esențiali pentru calculul Performance Ratio și pentru diagnosticarea performanței CEF:

Iradianță în plan orizontal	Piranometru sau celulă de referință Si, precizie $\pm 5\%$, domeniu 0–1.400 W/m ²
Iradianță în plan modul (33° Sud)	Al doilea senzor, înclinat identic cu modulele FV (33°, azimut 0° Sud), pentru PR exact
Temperatura modul PV	Senzor Pt1000, lipit pe spatele unui modul reprezentativ (zona centrală S13), precizie $\pm 0,5^\circ\text{C}$
Temperatura ambientă	Senzor $\pm 0,5^\circ\text{C}$, montat la umbră (sub scut de radiație), h=2 m, domeniu $-40\dots+80^\circ\text{C}$
Viteză vânt	Anemometru cu palete sau ultrasonic, precizie $\pm 0,5$ m/s, domeniu 0–60 m/s
Direcție vânt	Girouetă, precizie $\pm 5^\circ$, 0–360°
Comunicație	RS485, Modbus RTU, adresă 10
Consum	~5 W (permanent 24/7 = 44 kWh/an)
Montaj	Pe structura S1 sau S13 (reprezentativă), pe braț metalic la înălțime min. 2 m

Datele meteorologice sunt înregistrate sincron cu datele de producție ale invertoarelor, permițând corelația exactă între resursa solară disponibilă și energia efectiv produsă. Aceasta este baza calcului PR conform IEC 61724-1:2017, care compară Yield-ul real (kWh/kWp) cu Yield-ul de referință (calculat din irradiație și temperatura modului).

Interfața RTU/SCADA cu operatorul de distribuție

Cerințe ATR pentru monitorizare și control la distanță

Conform punctului 4, alin. (2a) din ATR nr. 001500055851/15.10.2025, centrala electrică fotovoltaică va asigura cel puțin următorul schimb de semnale cu operatorul de distribuție DEO: puterea activă (P), puterea reactivă (Q), tensiunea (U), frecvența (f), mărimile de consemn pentru P, Q și U, semnalele de stare și comenzile (poziție întrerupător). Măsură energiei electrice se face prin transmiterea datelor la distanță, prin sistemul de telegestiune Converge. De asemenea, CEF va fi monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în PCC pe durata testelor de punere în funcțiune.

Implementarea interfeței SCADA

Interfața RTU/SCADA este realizată de SmartLogger, care funcționează simultan ca RTU (Remote Terminal Unit) și ca gateway de comunicație. SmartLogger-ul implementează protocolul IEC 60870-5-104 (sau Modbus TCP, conform cerințelor specifice ale DEO) și transmite către dispecerul DEO, prin conexiunea 4G/LTE (sau prin linie dedicată Ethernet, dacă se cere), următoarele categorii de informații:

Categorie	Semnal	Direcție	Detalii
Telmăsuri	Putere activă P [kW]	CEF → DEO	Valoare instantanee, rezoluție 0,1 kW, actualizare <5 s
Telmăsuri	Putere reactivă Q [kvar]	CEF → DEO	Valoare instantanee, rezoluție 0,1 kvar
Telmăsuri	Tensiune U [kV] în PCC	CEF → DEO	Valoare medie pe 10 min, per fază (Ua, Ub, Uc)
Telmăsuri	Frecvență f [Hz]	CEF → DEO	Precizie 0,01 Hz
Telesemnaliz.	Poziție întrerupător general	CEF → DEO	Stare închis/deschis, actualizare la schimbare stare
Telesemnaliz.	Stare CEF (funcționare/oprit/defect)	CEF → DEO	Cod stare numeric
Telecomenzi	Consemn putere activă P_ref	DEO → CEF	Comandă de limitare P [kW], executată de SmartLogger
Telecomenzi	Consemn putere reactivă Q_ref	DEO → CEF	Comandă de reglare Q [kvar]
Telecomenzi	Comandă deconectare/reconectare	DEO → CEF	Deschidere/închidere întrerupător general TCEF

Contorul de decontare Converge (proprietate DEO)

Contorul electronic de tip Converge, montat în celula de măsură securizabilă (cu acces separat securizat din exterior) a PTAB, este proprietatea Distribuție Energie Oltenia și constituie unicul echipament de măsurare fiscală recunoscut pentru facturarea energiei. Conform ATR, contorul este electronic, dublu sens, cu curbă de sarcină, interfațat de comunicație serială și modem GSM (compatibil sistemul de telegestiune Converge), montat în montaj indirect, utilizând reductori de curent 15/5/5A, clasa 0,2S și reductori de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/√3 kV, clasa 0,2, din celula de măsură.

Grupul de măsură (contor Converge + TC + TT) este în proprietatea DEO, iar pentru transformatoarele de măsură de curent se vor prezenta buletine de verificare și aprobare de model în conformitate cu legislația BRML. Datele de energie sunt transmise automat la distanță prin modemul GSM integrat în contor, către serverul de telegestiune Converge al DEO, fără intervenția SmartLogger-ului sau a beneficiarului.

Protecția anti-insularizare

Definiție și necesitate

Insularizarea (islanding) reprezintă situația anormală în care centrala fotovoltaică continuă să alimenteze o porțiune a rețelei de distribuție care a fost deconectată de la SEN (Sistemul Electroenergetic Național), creând o „insulă electrică” necontrolată. Insularizarea este extrem de periculoasă deoarece: tensiunea și frecvența în insulă nu mai sunt controlate de SEN, putând depăși limitele admisibile; personalul DEO care intervine pe linia deconectată crede că aceasta este fără tensiune, expunându-se riscului de electrocutare; reconectarea automată a rețelei (RAR) pe o insulă activă poate genera sincronizări defectuoase cu forțe electrodinamice distructive; și echipamentele consumatorilor alimentați din insulă pot fi deteriorate de tensiunea și frecvența necontrolate.

Din aceste motive, Ordinul ANRE nr. 228/2018 și standardul SR EN 62109-2 impun ca toate centralele electrice fotovoltaice racordate la rețeaua de distribuție să dispună de protecție anti-insularizare care să deconecteze centrala de la rețea în maximum 200 ms (0,2 secunde) de la apariția condițiilor de insularizare.

Protecția anti-insularizare este OBLIGATORIE conform ANRE 228/2018 și ATR – deconectare în <200

Implementare în CEF Corabia

Protecția anti-insularizare în CEF Corabia este implementată pe două niveluri independente și redundante:

Nivel 1 – Protecția integrată în invertore (activă)	Fiecare din cele 4 invertore de 100 kW dispune de funcție anti-insularizare activă integrată, conform IEC 62109-2 și VDE 0126-1-1. Metoda utilizată este de perturbație activă a frecvenței (Active Frequency Drift - AFD sau Sandia Frequency Shift - SFS), combinată cu monitorizarea impedanței rețelei. La detectarea pierderii rețelei, inverterul se deconectează automat în <200 ms, prin deschiderea releelor AC interne.
Nivel 2 – Protecție de interfață (pasivă)	Protecțiile de frecvență și tensiune configurate în invertore (conform reglajelor din ATR) funcționează ca protecții pasive anti-insularizare: la depășirea pragurilor de U sau f, invertorii se deconectează imediat. Praguri: $U < 0,80 \times U_n$ (184 V) la $t < 1,5$ s, $U > 1,15 \times U_n$ (265 V) la $t < 0,2$ s, $f < 47,5$ Hz la $t < 0,5$ s, $f > 51,5$ Hz la $t < 0,5$ s.
Redundanță	Cele două niveluri sunt independente: protecția activă detectează insularizarea chiar și când sarcina din insulă este exact echilibrată cu generația (caz în care parametrii U și f rămân temporar normali), iar protecția pasivă acționează rapid la orice deviere a U sau f. Probabilitatea ca ambele niveluri să eșueze simultan este practic zero.

Reglaje protecții anti-insularizare

Reglajele protecțiilor de interfață (care au și funcție anti-insularizare) sunt stabilite prin ATR și configurate în fiecare invertor. Aceste reglaje sunt detaliate în capitolul 4.8.f (Circulația puterii și coordonarea protecțiilor) și pe planșele IE08–IE11 (schemele monofilare ale invertoarelor). Sintetic, pragurile sunt:

Protecție	Prag	Temporizare	Acțiune
Subtensiune treapta 1 ($U <$)	$0,80 \times U_n$ (184 V)	1,5 s	Deconectare invertor, reconectare automată la $U > 0,85 \times U_n$
Subtensiune treapta 2 ($U <<$)	$0,50 \times U_n$ (115 V)	0,2 s	Deconectare instantanee (protecție la scurtcircuit rețea)
Supratensiune treapta 1 ($U >$)	$1,10 \times U_n$ (253 V)	3,0 s	Deconectare, reconectare la $U < 1,09 \times U_n$
Supratensiune treapta 2 ($U >>$)	$1,15 \times U_n$ (265 V)	0,2 s	Deconectare instantanee
Subfrecvență ($f <$)	47,5 Hz	0,5 s	Deconectare, reconectare la $f > 47,6$ Hz
Suprafrecvență ($f >$)	51,5 Hz	0,5 s	Deconectare, reconectare la $f < 51,4$ Hz
Anti-insularizare activă	Detectie automată	< 200 ms	Deconectare invertor la detectarea pierderii rețelei (AFD/SFS)
RCMU (curent rezidual)	> 300 mA	< 200 ms	Deconectare la curent de defect pe componenta AC+DC

Secvența de reconectare după pierderea rețelei

După deconectarea datorată protecției anti-insularizare sau protecției de interfață, invertoarele nu se reconectează imediat la restabilirea condițiilor normale de tensiune și frecvență. Conform ANRE 228/2018, se aplică o temporizare de reconectare de minimum 60 secunde, în care invertoarele verifică continuu că tensiunea și frecvența rețelei se mențin în limitele normale ($0,85\text{--}1,10 \times U_n$ și $49,5\text{--}50,5$ Hz). Doar după confirmarea stabilității pe întreaga durată de 60 s, invertoarele repornesc și crește progresiv producția („ramp-up” cu gradient de putere configurat, tipic 10%/minut), evitând șocuri de putere în rețea.

Comunicația externă 4G/LTE și platforma cloud

Comunicația între SmartLogger și platforma cloud se realizează prin routerul/modemul 4G/LTE industrial montat în TECM, alimentat de la UPS 1.500 VA (funcționare continuă 24/7). Routerul este echipat cu card SIM de date (abonament M2M cu trafic minim 1 GB/lună, asigurat de beneficiar) și se conectează la SmartLogger prin cablu Ethernet Cat5e (RJ45), la portul WAN. Consumul propriu al routerului este de ~10 W (88 kWh/an).

Platforma cloud (tip FusionSolar sau echivalent) oferă următoarele funcționalități, accesibile prin portal web securizat (HTTPS) și aplicație mobilă (iOS/Android): dashboard cu vizualizare în timp real a producției și consumului, grafice de trend pe intervale configurabile (5 min, 15 min, orar, zilnic, lunar, anual), hărți de performanță per string (heat maps), comparații inter-invertor pentru detectarea dezechilibrelor, alertare automată prin email, SMS și push notifications (cu clasificare pe nivele de severitate: informație, avertisment,

alarmă critică), generare automată de rapoarte de producție și performanță, și export date brute pentru analiză externă.

Accesul la platforma cloud este garantat gratuit pentru minimum 25 de ani de la punerea în funcțiune, conform politicii producătorului echipamentelor de monitorizare. SmartLogger-ul stochează local (pe memoria internă de 8 GB) toate datele achiziționate, cu interval configurabil (implicit 5 minute), asigurând funcționarea autonomă offline pentru peste 6 luni în caz de pierdere temporară a conexiunii de date 4G, fără pierderea niciunei informații de producție sau alarme. La restabilirea conexiunii, datele acumulate local se sincronizează automat cu platforma cloud (mecanism store-and-forward).

4.8.7. Subsistemul de iluminat perimetral

Necesitate și funcțiune

Sistemul de iluminat perimetral al centralei fotovoltaice CEF Corabia 400 kW îndeplinește o funcție duală: asigurarea condițiilor de vizibilitate pe întregul perimetru al incintei pentru funcționarea eficientă a sistemului de supraveghere video (cele 8 camere IP cu capacitate IR 30 m necesită un nivel minim de iluminare ambientală pentru comutarea pe mod color în loc de infraroșu, ceea ce îmbunătățește semnificativ calitatea imaginii și capacitatea de identificare facială) și descurajarea tentativelor de acces neautorizat prin eliminarea zonelor întunecate de-a lungul gardului perimetral, care ar putea fi exploatate de persoane răuvoitoare. Instalația este detaliată pe planșa IE23 (Plan iluminat perimetral) și alimentată conform schemei monofilare IE20 (Schema monofolară TESI).

Nivelul mediu de iluminare proiectat pe perimetrul incintei este de 10–20 lux, conform prevederilor NP 062-02 (Normativ pentru proiectarea sistemelor de iluminat rutier) aplicat pentru zone exterioare industriale și perimetrare de securitate. Acest nivel este suficient pentru funcționarea camerelor video în mod color, pentru orientarea personalului de pază sau întreținere pe timpul nopții și pentru semnalizarea vizuală a prezenței instalației energetice (ceea ce reduce riscul de deteriorare accidentală de către vehicule sau animale domestice).

Sistemul funcționează exclusiv pe timp de noapte, cu pornire și oprire automată prin senzor crepuscular combinat cu programator orar, minimizând consumul de energie electrică și poluarea luminoasă. Durata medie de funcționare estimată este de 3.550 ore/an (media anuală a nopților astronomice în zona Corabia, latitudine 43,82°N), ceea ce corespunde unui consum anual de ~3.977 kWh, adică 0,62% din producția anuală estimată a centralei (643 MWh). Acest consum a fost detaliat în capitolul 4.8.h (Consumul propriu tehnologic – CPT), unde iluminatul perimetral reprezintă categoria dominantă (58,3%) din CPT total al CEF.

Stâlpii de iluminat

Amplasare și distribuție

Pe perimetrul incintei CEF se amplasează 14 stâlpi de iluminat, notați SI1...SI14, distribuiți uniform pe cele două circuite de alimentare. Stâlpii sunt poziționați pe latura interioară a drumului perimetral de acces (lățime 4 m) astfel încât să ilumineze atât zona gardului (pentru detecție perimetrală) cât și calea de circulație interioară (pentru accesul vehiculelor de întreținere sau intervenție).

Distanța medie între stâlpi este de aproximativ 20 m, calibrată astfel încât zonele de iluminare ale corpurilor adiacente să se suprapună parțial (suprapunere ~15–20%), eliminând apariția unor zone întunecate pe perimetru. Raza de iluminare efectivă a fiecărui corp de iluminat LED 80 W montat la înălțimea de 6 m este de aproximativ 13 m (raza la care nivelul scade sub 5 lux), ceea ce generează un diametru iluminat de ~26 m per corp. Distribuția stâlpilor pe cele două circuite este următoarea:

Circuitul C1 (7 stâlpi)	SI1, SI2, SI3, SI4, SI5, SI6, SI7 – traseu pe latura NE-E-SE a incintei, alimentat din TESI cu cablu ACYAbY 5×25 mm ²
Circuitul C2 (7 stâlpi)	SI8, SI9, SI10, SI11, SI12, SI13, SI14 – traseu pe latura NV-V-SV-S a incintei, alimentat din TESI cu cablu ACYAbY 5×25 mm ²
Distribuție totală	14 stâlpi pe perimetrul de ~430 ml, distanță medie interstâlpi ~30 m

Caracteristici constructive stâlpi

Stâlpii de iluminat sunt de tip metalic conic, din oțel zincat termic la cald (conform SR EN ISO 1461), cu înălțimea totală de 6,0 m deasupra cotei terenului amenajat. Forma conică (diametru vârf ~60 mm, diametru bază ~130 mm) asigură un raport optim rezistență/greutate și o estetică superioară față de stâlpii cilindrici sau tronconici. Grosimea peretelui oțelului este de minimum 3 mm, asigurând rezistență la momentul încovoietor generat de vântul de calcul ($q_b = 0,5 \text{ kN/m}^2$, zona eoliană A conform CR 1-1-4/2012). Fiecare stâlp este echipat la bază cu o placă de ancorare (flansă) prevăzută cu 4 găuri pentru buloanele de fundare (M20, clasă 8.8), prin care stâlpul se fixează rigid pe fundația de beton.

La interior, stâlpul dispune de un orificiu de acces la bază (ușă de vizitare), protejat cu capac etanș, care permite accesul la clema de derivatie pentru racordarea cablului de alimentare. Intrarea cablului în stâlp se realizează prin orificiul din placa de bază, etanșat cu presetupă PG21 (grad protecție IP68), care asigură protecția împotriva pătrunderii apei și a insectelor în interiorul stâlpului. La vârful stâlpului se montează corpul de iluminat LED prin intermediul unui braț de fixare (adaptor D60 mm) sau direct pe vârful conic, în funcție de modelul corpului de iluminat.

Fundații stâlpi iluminat

Fiecare stâlp de iluminat se ancorează pe o fundație de tip cuzinetă din beton C16/20, cu dimensiunile de 400×400×800 mm (L×l×H), turnată pe un strat de balast compactat de 100 mm grosime. În fundație se încastrează 4 buloane de ancorare M20 (otel zincat, clasă 8.8), cu lungimea de 500 mm, prevăzute cu îndoitură la capăt (ancorare mecanică în beton) și piuliță dublă + șaibă grower la fixarea flanssei stâlpului. Dispoziția buloanelor corespunde găurilor din placa de ancorare a stâlpului (interax ~200×200 mm). Partea superioară a cuzinetăi se finisează plan ($\pm 2 \text{ mm}$) cu șapă de mortar M100, pentru a asigura rezemarea uniformă a flanssei. Cota superioară a cuzinetăi coincide cu cota terenului amenajat ($\pm 0,00$), iar stâlpul se montează cu placa de bază la nivelul solului.

Cablul de alimentare pătrunde în fundație prin intermediul unui tub PVC D40 mm încastrat în beton în timpul turnării, cu ieșire la cota -60 cm (nivelul șanțului de cabluri) și intrare în stâlp prin presetupa PG21 din placa de bază. Volumul total de beton pentru cele 14 fundații este de $14 \times 0,128 \text{ m}^3 = \sim 1,8 \text{ m}^3$ C16/20.

Corpurile de iluminat LED

Aparat de iluminat stradal cu LED - descriere generală

Aparat de iluminat stradal. Va fi integrat într-un sistem de control fara fir care permite controlul individual de la distanta.

Grad de protectie compartiment optic si aparataj IP 66. Se va prezenta raport de testare pentru gradul de testare IP66.

Rezistenta la impact (minim) IK09. Se va prezenta raport de testare

Dimensiuni aparat de iluminat LxlxH: nu sunt impuse

Greutate: nu se impune

77" data-label="Page-Header">


Distributia luminoasa va fi de tip stradal si nu va fi influentata de aparitia unor defecte asupra unor dintre LED-uri; fiecare dintre LED-uri va avea asociata acelasi tip de lentila specifica, care reproduce distributia luminoasa completa a aparatului de iluminat. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Placa LED va fi amovibilă, pentru a facilita operațiile de mentenanță și pentru a permite schimbarea acesteia într-un mod facil, in caz de defect, după terminarea perioadei de garanție. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Placa LED va fi fixata direct de carcasa aparatului de iluminat, pentru a permite extragerea rapida a caldurii produsa de sursele LED, astfel carcasa va avea si rolul de radiator; Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Placa LED va fi compusă din minim 10 LED-uri multiple, indiferent de tehnologia de fabricatia a LED-ului, pentru a preîntâmpina pierderea a mai mult de 10% din fluxul luminos emis de aparat, în cazul în care un LED se va deteriora.

Echipare cu sursa luminoasa tip LED de mare putere (se va preciza modelul si producatorul)

- temperatura de culoare $T_c \leq 4000K$

- indicele de redare al culorilor $R_a \geq 70$.

Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Conditii minime constructive, intretinere si montaj:

Carcasa realizata din aluminiu turnat sub presiune

Difuzor din sticla tratata termic, securizata, plana sau curbata;

Compartimentul accesoriilor electrice si compartimentul optic vor constitui incinte separate, pentru a evita patrunderea prafului/murdarirea compartimentul optic in cazul in care se intervine in compartimentul accesorii electrice pentru efectuarea de remedieri. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Compartimentul optic trebuie sa permita deschiderea sa pentru operatii de mentenanata, chiar daca prin intermediul unor unelte. Pentru a facilita operatiile de mentenanata, acesta trebuie sa poata fi deschis intr-un interval scurt de timp, fara deteriorarea componentelor aparatului de iluminat; nu se accepta aparate de iluminat pentru care difuzorul este lipit de carcasa; Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Compartimentul accesorii electrice va trebui sa permita deschiderea sa pentru operatii de mentenanata, preferabil fara unelte. Pentru a facilita operatiile de mentenanata, acesta trebuie sa poata fi deschis intr-un interval scurt de timp, fara deteriorarea componentelor aparatului de iluminat. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Compartimentul accesorii electrice se va deschide din partea de jos fara utilizare unelte, componentele ramanand pe corpul aparatului, pentru a evita patrunderea apei in cazul aparitiei precipitatiilor in timpul interventiei. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Compartimentul accesorii electrice va fi prevazut cu un dispozitiv pentru mentinerea capacului in pozitia „DESCHIS” pe durata realizarii interventiilor. Inchiderea compartimentului accesorii electrice se va face in minim 4 puncte de fixare. Fixarea se va face in minim 2 balamale si minim doua cleme de inchidere. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Sistemul de montaj va fi dual, preferabil fara adaptor, permitand montarea atat pe brat cat si in cap de stalp, iar inclinarea va fi ajustabila pentru minim urmatoarele intervale cu pas din 5° in 5°:

Montaj pe consola: - 15° - +30°

Montaj in cap de stalp: -10° - +30°

Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Ajustarea inclinatiei aparatului pe brat se va face fara deschiderea acestuia. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Conditii minime pentru caracteristicile electrice si de functionare:

Alimentare electrica: 230 V/ 50 Hz

Driverul va avea posibilitatea de ajustare a curentului de iesire maxim 1050mA

Clasa de izolatie electrica: Clasa I sau II

Putere maxima aparat de iluminat: maxim Conform Anexa situatia propusa

Prevazut in interior cu conector tip baioneta sau alt tip de conector care sa permita intreruperea automata a alimentarii in momentul deschiderii compartimentului electric. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Balastul electronic programabil, compatibil cu tipul de sursa luminoasa utilizata, va avea minim urmatoarele functii:

- asigurarea functionarii cu factorul de putere > 0.92, pentru functionarea la 100%;
- permite comunicarea cu componentele de comanda ale sistemelor de control, cel putin prin protocoalele de comunicare DALI sau 1-10V;
- permite reducerea fluxului luminos cu minim 90% din valoarea fluxului nominal, in trepte de minim 1 %.

Aparatul de iluminat va permite ca la 100 000 ore de functionare fluxul luminos sa nu se deprecieze cu mai mult de 10% (L90). Aparatele vor fi echipate cu sistem CLO (Constant Lumen Output) care permite mentinerea constanta a fluxului luminis, prin compensarea deprecierii fluxului luminos al unui aparat de iluminat si elimina costurile suplimentare datorate supradimensionarii initiale a fluxului luminos si simplitat, a puterii absorbite. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.

Functionare la Ta= -30 +50 ° C

Protectie incorporata la descarcari si supratensiuni atmosferice de pana la 10KV, pentru toate componentele electronice integrate in aparatul de iluminat. Dispozitivul de protectie va fi piesa separata de driver si va putea fi inlocuit in caz de defect. Va respecta standardele europene fiind echipat cu indicator luminos pentru indicarea functionarii. Se va prezenta fisa tehnica a dispozitivului.

Mentenananta si intretinere

Ofertantul va pune la dispozitia beneficiarului o aplicatie mobila gratuita (distincta fata de aplicatia de telegestiune). Aplicatia va functiona preferabil pe sistem browser web sau minim aplicatie mobila ce va putea fi descarcata din magazinele Google Play, Apple Store si App Gallery. Se va indica numele aplicatiei si modul de accesare a acesteia, iar autoritatea contractanta va verifica functionalitatea conform cerintelor de mai jos.

Aplicatia va avea minim doua functiuni principale

- a) furnizare de date unice despre aparatul de iluminat
- b) introducere de date suplimentare despre ansamblul de iluminat

Aplicatia va furniza minim urmatoarele date ale aparatului de iluminat:

- Denumirea comerciala completa
- Fluxul luminos
- Culoarea aparatului
- temperatura de culoare a luminii
- Numarul de leduri
- Clasa de izolatie
- factorul de putere
- Data productiei
- Gradul de etanseitate IP

- Gradul de rezistență la impact IK
- greutate (kg)
- Tipul LED-urilor
- Tipul driverului - cu menționarea puterii și intervalului de amperaj la care funcționează.
- dimensiunea permisă a consolei de fixare Φ
- Setările driverului referitoare la dimming: intervalele de ore și procente de dimming corespunzătoare acestora.
- permite descărcarea instrucțiunilor de montaj
- furnizează codurile de comandă pentru piese de schimb: Driver, Placă LED, Corp aparat de iluminat

Aplicația va permite introducerea a minim următoarelor date suplimentare despre ansamblul de iluminat:

- Introducerea locației de instalare
- Adăugarea de note referitoare la aparat sau ansamblu (minim tip de stalp, număr stalp, înălțime stalp)
- Introducere de date despre istoricul operațiilor de mentenanță și reconfigurarea parametrilor
- informațiile introduse referitoare la istoricul de mentenanță vor fi înregistrate de sistem și vor putea fi exportate în format *.csv. Totodată acestea vor putea fi importate pentru gestiune într-un sistem de management al iluminatului (ex: GIS sau AMS)

Aplicația va recunoaște individual fiecare aparat de iluminat prin cel puțin una din următoarele variante:

- introducerea în aplicație a unui cod unic al aparatului, furnizat și înscris pe acesta
- scanarea unui cod QR sau cod de bare, furnizate împreună cu aparatul

Se va furniza în cadrul propunerii tehnice aplicația gratuită și un cod serial/cod QR/cod de bare a unui aparat existent, pentru verificarea funcțiilor solicitate. Aceasta vor trebui să respecte întru totul solicitările

Condiții de garanție și certificări

Garanție - minim 5 ANI

Specificatiile tehnice ale producătorului (fise tehnice). Fiecare tip de aparat de iluminat oferit va fi însoțit de fișa tehnică din care să rezulte cel puțin următoarele caracteristici tehnice:

- puterea instalată aparat de iluminat
- fluxul luminos al sistemului;
- randamentul luminos al sistemului;
- temperatura de culoare;
- durata de viață;
- indicii de redare a culorii;
- material carcasa și material dispersor;
- grad de rezistență la impact (IK);
- grad de protecție compartiment optic și compartiment accesorii electrice (IP);

Se va prezenta declarație de conformitate CE

Se va prezenta certificat ENEC ce va confirma respectarea minim a următoarelor standarde:

EN 60598-2-3:2003/A1:2011, EN 60598-1:2015, EPRS003:2018.

Se va prezenta declarație RoHS care va confirma respectarea standardului: EN 50581.

Se va prezenta raport de testare pentru Directiva de compatibilitate Electromagnetică (EMC), care va confirma respectarea standardelor: EN 55015, EN 61000-3-2.

Se va prezenta raport de testare a gradului de etanșeitate IP66 ce va confirma îndeplinirea valorii minime solicitate. Testul va fi în conformitate cu: EN 60598-1.

Se va prezenta raport de testare a rezistenței la impact IK ce va confirma îndeplinirea valorii minime solicitate. Testul va fi în conformitate cu: IEC/EN 62262.

Se va prezenta raport de testare măsurători electrice, care va confirma respectarea standardului: IEC 61000-3-2.

Se va prezenta raport termic, care va confirma respectarea următoarelor standarde: EN 60598-2-3, EN 60598-2-5.

standarde: IEC 68-2-6.

Rapoarte de încercări emise de un laborator acreditat. Se va prezenta licența de acreditare a laboratoarelor care au emis rapoartele de încercări.

Se va prezenta diagrama polară a intensității luminoase și curbele K pentru aparatul de iluminat propus.

Sistem inteligent de management prin telegestiune al aparatelor de iluminat LED 80W- Specificatii tehnice

Sistemul solicitat va fi compus din modul de control instalat pe aparatul de iluminat, aplicația sistemului de telegestiune și interfața utilizator;

Modulul de control instalat pe aparatul de iluminat

Modulul va fi conectat direct la aparatul de iluminat printr-un conector standardizat de tip Nema sau Zhaga. Respectarea solicitării se va putea verifica la proba practică.

Modulul nu necesită nicio programare sau comisionare — este de tip “plug & play”. Odată corpul alimentat electric, serverul va recunoaște, comunica și poziționa automat corpul de iluminat pe harta online. Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

La momentul instalării modulul se va auto-configura și va furniza minim următoarele date despre ansamblu, vizibile în interfața utilizator:

- Poziționare vizuală pe harta sistemului de telegestiune.

- Date despre locație:

- * Coordonatele GPS

- * Localitatea

- * Strada pe care s-a instalat

- Detalii despre ansamblu:

- * Producător aparat de iluminat

- * Tip aparat de iluminat

- * Tip conector (Nema / Zhaga)

- * Producător modul de telegestiune

- Detalii suplimentare despre aparatul de iluminat:

- * Tip distribuție luminoasă

- * Temperatura de culoare

- * Numărul ledurilor

- * Puterea nominală

- * Fluxul luminos al aparatului

- * Culoarea aparatului

Respectarea solicitării se va putea verifica la proba practică.

Grad de protecție IP66

Alimentare 230V CA sau 24V CC ($\pm 15\%$)

Putere consumată în operare max 3W.

Modurilele de control vor fi echipate cu:

- modul GPS pentru pozitionare automata
- fotocelula pentru controlul aprinderii si stingerii in functie de nivelul iluminarii naturale.

Modulul de control comunica cu driverul aparatului de iluminat prin protocoalele de comunicare DALI, DALI2, 1-10V sau D4I;

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Modulul de control poate controla prin protocolul DALI/DALI2 cel putin doua dispozitive (drivere electronice, relee DALI, etc); Se va prezenta o schema detaliata a sistemului de control, in care se va ilustra in mod evident, componentele, legatuile electrice intre acestea, tipul de semnal sau alimentare pentru fiecare legatura electrica. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Preferabil, comunicatia intre componentele sistemului de telegestiune se va face prin sistem wireless.

Comunicatia de la modulele individuale la serverul Cloud se face preferabil in mod direct, fara elemente terte cu rol de concentratoare de date, altele decat modulele de telegestiune montate pe aparatele de iluminat.

Preferabil, modulele vor comunica intre ele in mod direct, fara medii intermediare, printr-o retea de comunicatie locala pe orizontala wireless, de tip radio. Se va prezenta fisa tehnica a modulului in care se vor evidentia ambele tipuri de comunicatie (GSM/LT-IOT si RF). Se va preciza protocolul de comunicatie al retelei RF folosite. Se va prezenta o schema detaliata a sistemului de comunicare in care se va ilustra in mod evident, componentele, legaturile electrice intre acestea, retelele de transmisie de date, cu elementele si protocoalele acestora, tipul de semnal sau alimentare pentru fiecare legatura electrica. Reteaua locala RF va asigura o cale redundanta de comunicare cu serverul. In cazul in care unui modul de telegestiune i se va intrerupe comunicatia directa cu serverul, un alt aparat va prelua datele acestuia prin reseaua de comunicatie pe orizontala si le va trimite prin propria retea de comunicatie verticala catre serverul aplicatiei de telegestiune. Chiar daca datele si functionarea este asigurata prin acest mod, defectiunea va fi vizibila in interfata utilizator.

Modulul de telegestiune va avea o sursa interna de alimentare proprie de rezerva (ex: baterie interna), independenta de reseaua de alimentare a sistemului de iluminat, ce va permite ca, in cazul unei intreruperi neasteptate a tensiunii, acesta sa transmita ultima inregistrare prin care sa anunte data si ora intreruperii tensiunii, inainte ca aparatul de iluminat sa fie alimentat din nou.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Interfata utilizator

Accesul in interfata utilizator se va face prin accesarea unui browser web fara a fi necesara instalarea de aplicatii suplimentare. Accesul se va face in mod obligatoriu minim din Microsoft Edge, Google Chrome si Safari.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Accesul in interfata web se face pe baza de nume Utilizator, Parola si autentificare in doi pasi cu generare cod de acces unic transmis prin email sau sms.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Afișarea informațiilor în interfața utilizator web se va face în limba română.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Permite adaugarea manuala de elemente terte neconectate in interfata sistemului de control si gestiune. Se vor putea adauga minim urmatoarele elemente:

- Puncte de aprindere
- Aparate de iluminat
- Senzori.

Fiecare element va avea in cadrul interfetei denumire si pictograma proprie, pentru identificare facila.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Prin interfata utilizator va trebui sa fie posibila pornirea/oprirea/reducerea fluxului luminos la nivelul aparatelor de iluminat, atat individual sau în grup, conform condițiilor impuse prin programe de funcționare prestabilite, care pot fi modificate în interfața utilizator în funcție de nevoile autoritatii contractante. Utilizatorul va putea identifica vizual faptul ca un aparat functioneaza pe baza unui progam de functionare. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Aparatele vor putea functiona pe baza unor comenzi primite de la senzori de ploaie conectati fizic la acestia. Sistemul permite controlul creșterii fluxului luminos pe baza acestora. Prin intermediul sistemului de control, comanda unui senzor poate fi transmisa si unui aparat din vecinatate. De exemplu, un senzor de ploaie montat la primul aparat de iluminat dintr-un sir va controla prin intermediul sistemului de telegestiune inca minim 5 aparate de iluminat din vecinatate. Se vor prezenta scheme electrice detaliate de comanda si integrare senzori in sistemul de telegestiune, in care se vor prezenta dispozitivele electrice necesare procesului, legaturile electrice si de semnal intre acestea si indicarea tipului de alimentare si semnal folosite pe intreg traseul. Transmisia comenzii de la aparatul de iluminat echipat cu senzor catre celelalte aparate se face direct de la aparat la aparat prin rețele locale ce vor asigura o reactie instantanee. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.

Preferabil progamarea reactiei aparatelor la senzori, dimmingul acestora si timpii de mentinere, se va face in aceeasi interfata in paralel cu programul de dimming aplicat. Se vor vizualiza in acelasi moment, suprapuse, programul de dimming al aparatului si modul de functionare al acestuia in functie de semnalul senzorului. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

La realizarea unui profil de dimming, interfata va afisa in aceeasi fereastră, in timp real pe masura crearii profilului, procentul de reducere a consumului fata de functionare 100%.

Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Interfata utilizator permite modificarea nivelului de focalizare (zoom), putandu-se observa amplasarea individuala a fiecarui punct luminos positionat in teren. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Interfata utilizator permite funcționarea, in caz de nevoie, prin intermediul comenzilor manuale, ce vor putea fi transmise cel putin la nivel de punct luminos și la nivel de grup de funcționare selectat, in "timp real" (timp de raspuns in teren maxim 1 minut; in interfata datele vor fi actualizate in maxim 5 minute);

Pentru o securitate sporita:

- Comanda manuala se va putea face doar prin reintroducerea parolei utilizator.
- Se va stabili un timp in care accesul la comanda manuala este valida (minim 1 minut si maxim 1 ora)
- Se va stabili un timp in care comanda manuala este valabila, dupa care sistemul revine la functionarea automata (minim 1 minut si maxim 1 ora).

Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.

Interfata utilizator va permite programarea si reprogramarea facila, a unor profile de functionare aparatelor de iluminat, pentru diferite paliere orare, definite de beneficiar, in functie de densitatea traficului, incadrarea pe strazilor / zone de trafic, evenimente temporare sau de durata lunga, sarbatori. In acelasi calendar de functionare vor putea fi definite zile specifice cu functionare diferita (ex: perioada weekend, sarbatori legale, evenimente locale etc). Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.

In cadrul interfetei utilizator vor fi afisati minim urmatoorii parametri electrici de functionare la nivel de dispozitiv, precum si ora si data masurarii fiecarui parametru:

- energie activa cumulata
- puterea activa la momentul verificarii
- tensiunea de alimentare la momentul verificarii
- factorul de putere

- nivelul fluxului luminos al plăcii led, în procente
- orele totale de funcționare a plăcii led
- orele totale de funcționare ale modului de telegestiune
- orele totale de funcționare ale modului

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Posibilitatea ca utilizatorilor definiți să li se permită accesul doar la o anumită parte dintre aparatele integrate. De exemplu, un utilizator responsabil pentru gestionarea unei anumite străzi/zonă, va avea acces doar la aparatele ce deservesc acea stradă/zonă și le va vedea în interfața doar pe acestea, fără să îi fie afișate și restul aparatelor din sistemul de telegestiune.

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața utilizator permite definirea de utilizatori în funcție de rolurile alocate de către administratorul sistemului, minim pentru 5 nivele predefinite. Preferabil, administratorul poate crea roluri suplimentare cu funcții de acces adaptate la nevoile utilizatorului și alese de către administrator.

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața utilizator permite configurarea pornirii/opririi aparatelor de iluminat în mod automat, în funcție de ceasul astronomic, în combinație cu o fotocelulă proprie, astfel încât să fie asigurată funcționarea optimă a aparatelor de iluminat în funcție și de condițiile meteo și/sau cele locale. Se va putea stabili un timp de întârziere și/sau avans de pornire și/sau oprire a sistemului față de aceste ore. Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața de telegestiune va conține un modul de management al întregului sistem de iluminat public. Se vor putea introduce informații suplimentare alocate fiecărui aparat de iluminat, referitoare la:

- stalp: data de instalare, producător, model, tip, culoare, înălțime
- consolă: lungime
- punct de aprindere

Informațiile introduse vor putea fi triate și exportate ca rapoarte (ex: realizarea unui raport cu toate aparatele montate pe stalpi mai mari de 9m)

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața de telegestiune va permite ca în mod automat să se trimită alerte prin email sau SMS în caz de eroare, pentru:

- întreruperea alimentării electrice a aparatului în prealoca ora în care acesta ar fi trebuit să fie alimentat
- modificarea nivelului de tensiune cu +/-30% față de valoarea nominală de funcționare a aparatelor.

Alertele vor putea fi preprogramate și transmise fără intervenție umană atunci când este îndeplinită condiția stabilită pentru transmiterea acestora.

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața Utilizator va afișa vizual, diferențiat prin culori, minim următoarele :

- tipurile de aparate de iluminat în funcție de puterea instalată a acestora (sortarea să se poată face pe valori fixe, definite, sau intervale de valori: ex: între 0W și 40W, între 41W și 80W, între 81 și 160W, peste 161W).
 - tipurile de aparate în funcție de producător
 - tipurile de aparate în funcție de numărul de leduri
 - tipurile de calendare alocate aparatelor de iluminat
 - tipuri de aparate clasificate pe funcțiuni: stradal, treceri de pietoni, pietonal.
 - punctele de aprindere și aparatele care sunt deservite de acestea - aparatele de iluminat a căror tensiune de alimentare depășește 230V
- Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Interfața Utilizator va putea afișa o selecție a aparatelor de iluminat în funcție de:

- aparatele de iluminat ce aparțin unui anumit punct de aprindere
- aparatele de iluminat ce au tensiunea de alimentare mai mare de 230V (valoarea de referință a tensiunii este data ca exemplu, aceasta putând fi modificată de utilizator)
- aparatele de iluminat destinate iluminatului stradal
- aparatele de iluminat destinate iluminatului trecerilor de pietoni
- aparatele de iluminat echipate cu modul de telegestiune de la un anumit producător

Prin această funcție se urmărește posibilitatea afișării în interfața utilizator doar a aparatelor ce îndeplinesc condițiile de mai sus.

Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Aplicatia sistemului de telegestiune

Este obligatoriu ca aplicația să aibă la baza standarde deschise pentru controlul de la distanță al iluminatului public și poate interacționa cu platforme de telegestiune prin API sau preferabil TALQ.

Funcțiuni minime ce trebuie să poată fi integrate prin ajutorul API și TALQ:

- Nivelul de iluminare raportat de modulul de telegestiune
- Puterea activă consumată de aparatul de iluminat
 - Tensiunea măsurată de modulul de telegestiune a aparatului de iluminat din rețeaua de energie în momentul măsurării.
 - Curentul consumat de modulul de telegestiune de pe aparatul de iluminat din rețeaua de energie în momentul măsurării.
- Puterea reactivă consumată de aparatul de iluminat
- Puterea aparentă consumată de aparatul de iluminat
- Factorul de putere al aparatului de iluminat
- Energia totală activă/reactivă consumată de aparatul de iluminat în momentul măsurării.
- Numărul de ore în care aparatul de iluminat a fost alimentat, așa cum este raportat de modulul de telegestiune.
- Numărul total de ore în care modulul de telegestiune a fost alimentat pe durata sa de viață.

Aplicația permite vizualizarea și gestionarea:

- aparatelor de iluminat controlate echipate cu module de telegestiune
- aparatelor de iluminat neconectate la sistemul de telegestiune
- infrastructura sistemului de iluminat: stalpi, console, puncte de aprindere, cutii de derivatie, etc
- procesului de mentenanță a infrastructurii de iluminat gestionate (emiterea de ordine de lucru, evidența lor, statusul ordinelor de lucru). Respectarea solicitării se va putea verifica la proba practică.

Aplicația permite prin protocoalele standardizate folosite afișarea imaginilor în timp real de la camerele video, informațiilor de la punctele de aprindere etc. Se va prezenta captura de ecran din sistemul de telegestiune cu afișarea imaginilor de la camerele video. Respectarea solicitărilor se va putea verifica la proba practică.

Sistemul de control trebuie să fie scalabil, să permită adăugarea în viitor și a altor dispozitive de control /aparate de iluminat, dacă va fi necesar.

Permite actualizarea de software pentru dispozitivele de control, fără alte costuri suplimentare în perioada de garanție, prin intermediul rețelei de comunicație, de la distanță, dacă acestea sunt necesare la un moment dat ulterior montajului.

Pentru ușurința în utilizare și mentenanță, este de preferat ca sistemul de telegestiune să beneficieze și de o aplicație de mobil, (nu doar acces web). Aplicația va fi disponibilă minim pentru sistemul de operare Android și IOS. Accesarea aplicației va poziționa automat utilizatorul pe hartă, în locația în care acesta se află. Se va prezenta numele aplicației iar autoritatea contractantă va verifica existența acesteia în magazinul de aplicații (ex: Google Play) și instalarea cu succes, fără costuri, pe un terminal mobil. Respectarea solicitării se va putea verifica la proba practică.

Sistemul va beneficia de un buton fizic de comanda rapida. Butonul va controla un numar de minim 50 de aparate stabilite de beneficiar iar prin apasarea sa va creste nivelul de iluminat la 100%, indiferent de nivelul de dimming la care se afla in momentul respectiv. Se va prezenta fisa tehnica a butonului si schema de legaturi electrice de legare in sistemul de telegestiune. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.

Condiții privind conformitatea cu standardele relevante

Se va prezenta declarație de conformitate a produselor cu cerințele esențiale prevăzute de directivele Uniunii Europene (marca CE) pentru modulele de telegestiune.

Se va prezenta certificare ISO 27001/2013 pentru aplicatia de telegestiune oferata.

Se va prezenta certificat de testare CB pentru modulele de telegestiune, ce va confirma conformitatea cu standardele: EN 61347-2-11:2001, EN61347-2-11:2001/A1:2019, EN61347-1:2015, EN61347-1:2015/A1:2021, IEC61347-2-11:2001, IEC61347-2-11:2001/AMD1:2017, IEC61347 1:2015, EC 61347-1:2015/AMD1:2017

Toate caracteristicile solicitate in prezenta fisa tehnica vor fi asumate de catre ofertant si producator, prin semnarea si stampilarea acestora

Condiții de garanție

Componente sistem de telegestiune – minim 5 ani.

Condiții post garanție

Componente sistem de telegestiune – se inlocuiesc contracost cu componente identice sau versiuni actualizate, cu functiuni similare celor livrate initial – perioada de minim 5 ani.

Condiții privind transmisia de date si software de functionare

Transmisia si traficul de date, actualizarile de software, gazduirea pe server a datelor – gratuit pe perioada de minim 5 ani.

Condiții privind demonstrarea conformitatii prin proba practica

Autoritatea contractanta isi rezerva dreptul de a realiza o proba practica la momentul evaluarii tehnice, prin care se va demonstra indeplinirea tuturor caracteristicilor/functionalitatile solicitate prezentate in documentul "Proba Practica"; ofertantii isi asuma ca la proba practica vor putea fi demonstrate caracteristicile/functionalitatile solicitate;

Cabluri de alimentare și rețeaua subterană

Cele 14 corpuri de iluminat sunt distribuite pe două circuite electrice independente, fiecare alimentat din TESI prin câte un cablu ACYAbY 5x25 mm² (aluminu, izolație PVC, manta PVC, armătură din bandă de oțel, 4 conductori: 3 faze + nul+PE). Alegerea cablului ACYAbY cu armătură se justifică prin pozarea directă în pământ, unde armatura metalică asigură protecție mecanică suplimentară împotriva deteriorării accidentale la săpături ulterioare sau la acțiunea rozătoarelor.

Corpurile de iluminat sunt conectate în derivație (paralel) pe circuitul de alimentare, în configurație trifazată echilibrată: stâlpii consecutivi sunt alimentați pe faze diferite (în secvență L1, L2, L3, L1, L2, L3, L1), astfel încât la defectarea unei faze să se stingă doar fiecare al treilea stâlp, menținând un nivel minim de iluminare pe întregul perimetru. Această soluție elimină riscul de întuneric total pe o porțiune extinsă a perimetrului în caz de defect pe o singură fază.

Modul de pozare

Cablurile de iluminat se pozează îngropat în șanț, la adâncimea minimă de 0,60 m (conform PE 107 și I7-2011 pentru circuite de joasă tensiune în spații verzi/teren liber), pe un pat de nisip de 10 cm grosime, acoperite cu nisip de 10 cm, peste care se pozează fâșia avertizoare din PE galbenă inscrisă „ATENȚIE CABLU ELECTRIC” la 30 cm deasupra cablurilor. Lățimea șanțului este de 30–40 cm, cu taluzuri verticale (teren coeziv) sau 1:0,5

(teren necoeziv). În zonele de intrare în fundațiile stâlpilor, cablurile se protejează cu tub PVC D40 mm pe ultimii ~1,5 m înainte de intrarea în fundație.

Automatizarea sistemului de iluminat

Comanda aprinderii și stingerii iluminatului perimetral se realizează automat, prin combinația unui senzor crepuscular cu un programator orar, montate în TESI (conform schemei monofilare IE20). Circuitul de automatizare comandă două contactoare de putere K1 și K2 (câte unul per circuit de iluminat C1, C2), care sunt contactoarele tetrapolare (4P, 25 A) ce comutează alimentarea celor 14 corpuri de iluminat.

5.1. Senzorul crepuscular

Senzorul crepuscular (fotocelulă sau senzor de luminozitate) este montat pe peretele exterior al containerului de echipamente sau pe un stâlp dedicat, orientat spre cer (feri de surse de lumină artificială), și măsoară continuu nivelul de iluminare naturală ambiantă. Pragul de comutare este reglabil în domeniul 10–50 lux (valoare implicită recomandată: 15 lux). Când nivelul de iluminare scade sub pragul reglat (amurg), senzorul generează un semnal de comandă către contactoarele K1 și K2 prin intermediul releului RL din circuitul de automatizare, activând iluminatul. Când nivelul de iluminare crește peste pragul reglat (zori), senzorul dezactivează comanda, stingând iluminatul. Senzorul include un histerezis de ~3 lux pentru evitarea comutărilor repetate în condiții de iluminare la limita pragului (efect de flutter), și o temporizare de minimum 30 secunde care previne comutărilor false generate de fulgerele din timpul furtunilor sau de farurile vehiculelor care trec pe drumul adiacent.

Alimentarea senzorului crepuscular se realizează din TESI prin intermediul disjuncteurului Q5 MCB 2P/6A, conform schemei IE20. Cablul de la senzor la TESI este de tip CYYF 3×1,5 mm², pozat în tub PVC D16 mm.

5.2. Programatorul orar

Programatorul orar (timer digital) completează funcția senzorului crepuscular, permițând definirea unor intervale orare în care iluminatul este forțat oprit sau forțat pornit, independent de nivelul de lumină naturală. Funcțiile tipice programate sunt: pornire forțată la ora fixă (ex: 18:00 iarna / 21:00 vara), oprire forțată la ora fixă (ex: 06:30 iarna / 05:00 vara), oprire parțială pe timp de noapte (ex: stingere circuit C2 între 01:00–04:00 pentru reducerea consumului, menținând doar C1 activ). Programatorul funcționează în serie logică (AND) cu senzorul crepuscular: iluminatul se aprinde doar dacă AMBELE condiții sunt îndeplinite (nivel lumină sub prag ȘI interval orar programat activ), și se stinge dacă oricare dintre condiții nu mai este îndeplinită.

4.8.8. Instalația de împământare și Instalația de protecție la loviturile trăsnetului IPT

Generalități și cadrul normativ

Instalația de împământare și protecție împotriva trăsnetului a CEF Corabia 400 kW este proiectată ca un sistem integrat, alcătuit dintr-o priză de pământ cu electrozi verticali, un sistem de protecție împotriva loviturilor de trăsnet (IPT) cu paratrăsnet cu dispozitiv de amorsare timpurie (ESE), și un sistem de descărcătoare de supratensiune (SPD) coordonat pe mai multe niveluri. Sistemul asigură simultan protecția persoanelor împotriva electrocutării prin atingere indirectă, protecția echipamentelor împotriva efectelor descărcărilor atmosferice directe și indirecte, și disiparea curentului de defect în sol la valori de tensiune de pas și de atingere nepericuloase.

Priza de pământ a centralei fotovoltaice

Priza de pământ a CEF Corabia este de tip buclă perimetrală închisă (tip B conform SR EN 62305-3), realizată din platbandă OL-Zn 40×4 mm îngropată la minimum 0,8 m

adâncime (sub cota de îngheț), pe pat de nisip, pe întreg conturul incintei CEF. Bucla perimetrală asigură o suprafață echipotențială continuă care reduce tensiunile de pas și de atingere la valori nepericuloase și oferă căi multiple de dispersie a curentului de defect în sol. La această buclă se racordează toate structurile metalice, echipamentele electrice și rețeaua de împământare a IPT.

Pe conturul buclei perimetrare sunt amplasați 7 electrozi verticali (E1...E7), de tip cruce cu flanșă, cu lungimea $L = 2\text{ m}$, înfipti mecanic (vibrator) în sol. Distanța minimă între electrozi este de $2 \times L = 4\text{ m}$, conform recomandărilor SR EN 62305-3, pentru evitarea interferenței zonelor de dispersie și maximizarea eficienței fiecărui electrod. Electrozii sunt distribuiți uniform pe conturul buclei, în punctele indicate pe planșa IE24.

Legarea echipamentelor la priza de pământ

Toate părțile metalice accesibile din incinta CEF se leagă la priza de pământ comună, realizând o rețea echipotențială continuă. Modul de racordare a fiecărui tip de echipament este prezentat în tabelul următor, conform detaliilor din planșa IE25 (Detaliu legături la priza de pământ):

Echipament	Conductor legare la PE	Detalii conexiune
Structuri metalice S1...S25	Prin stâlpii metalici ai structurilor, conectați la platbandă	Stâlpii structurilor asigură continuitatea electrică cu bucla perimetrală prin fundatiile cuzinet care îmbunătățesc coeficientul prizei. Sudură aluminotermică la platbandă.
Invertoare I1...I4	MYF 1×16 mm ² Cu (galben/verde) + platbandă OL-Zn 40×4 mm	Conductor Cu de la borna PE a inverterului la platbandă de împământare. Clemă cruce la conexiunea accesibilă.
TCEF	Bara PE din tablou, conectată la platbandă perimetrală	Conexiune bimetal Cu-Al prin clemă cruce la punctul de intrare în tablou.
Container echipamente (TEG)	Platbandă OL-Zn 40×4 mm	Legare șasiu metalic și bare PE interioare la bucla perimetrală.
PTAB 630 kVA	Centură proprie + platbandă OL-Zn 40×4 mm către bucla CEF	Priză de pământ proprie PTAB (24 electrozi verticali OL 2½”, L=1,5–2,0 m, $R_p \leq 1\ \Omega$), interconectată cu priza CEF. Detalii pe planșa IE29.
Gard perimetral	Platbandă OL-Zn 40×4 mm	Stâlpii gardului se leagă la împământare conform detaliului F (IE25). Sârma ghimpată (dacă există) se leagă prin șurub cu piuliță.
Stâlpi iluminat	Conductor PE în cablul de alimentare + platbandă la bază	Fiecare stâlp de iluminat se leagă la priza de pământ prin conductorul de protecție din cablul CYY-F 3×6 mm ² .
Jgheaburi cabluri, platforme, scara	Platbandă OL-Zn 40×4 mm	Toate părțile metalice accesibile se leagă la priza de pământ.

Rezistența prizei de pământ $R_p < 1\ \Omega$ se verifică OBLIGATORIU prin măsurători după execuție!

Punct de delimitare a instalațiilor: clemele de legătură la stâlpul SC 15006 nr. 6 (nivel tensiune 20.000/0 V), în proprietatea DEO. Punct de interfață (racordare CEF la instalația de utilizare): TDRI al PTAB CEF Corabia, la nivelul de tensiune 0/0/400 V. Punct comun de cuplare (PCC): stâlpul SC 15006 nr. 6 al RAC 20 kV PTA Sat Tudor Vladimiresc din LEA 20 kV Studina–Corabia, la nivelul de tensiune 20.000 V.

ATR nr. 001500055851/15.10.2025 — Putere aprobată: 400 kW — Racord radial LES 20 kV

Schema generală a instalației de racord

Instalația de racord cuprinde, în ordine de la rețeaua DEO către CEF, următoarele elemente:

Stâlp existent nr. 6 (SC 15006)	Stâlp LEA MT existent, pe care se montează consolă de derivație CDV 1100 echipată cu 3 legături duble de întindere cu izolatoare ceramice (3×LDI). Proprietate DEO.
LEA 20 kV (~5 m)	Racord aerian între stâlpul nr. 6 existent și stâlpul nr. 1 proiectat, conductor f. Al. secțiunea 50/8 mm ² , lungime ~5 m.
Stâlp proiectat nr. 1 (SC 15014)	Stâlp LEA MT nou, tip SC 15014, echipat cu: consolă de întindere CIT 140, 3×LDI, separator tripolar orizontal de exterior STEPno 20 kV / 31,5 kA / 200 A cu kit de acționare cu două manete, descărcătoare ZnO 20 kV, cutii terminale de exterior, suport metalic zincat. Fundație turnată, priză de pământ $R_p \leq 4 \Omega$. Se realizează trecerea LEA 20 kV în LES 20 kV.
LES 20 kV (~70 m)	Linie electrică subterană, cablu A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm ² , pozat în trefla pe pat de nisip, la adâncime min. 0,8 m, protejat în tub PVC-G Ø110 mm la intrări/ieșiri, capete terminale 20 kV la ambele extremități.
PTAB 630 kVA proiectat	Post de transformare în anvelopă de beton, 20/0,4 kV, 630 kVA, cu compartiment MT, compartiment transformator, compartiment JT, compartiment măsură securizabilă cu acces DEO din exterior. Amplasare: X=458879.181, Y=258441.224 (Stereo 70).

Stâlpul LEA MT proiectat nr. 1 (SC 15014)

Stâlpul proiectat nr. 1 este de tip SC 15014 (stâlp centrifugat din beton precomprimat, înălțime utilă ~12 m), amplasat la circa 5 m de stâlpul existent nr. 6 (SC 15006), pe spațiul verde din interiorul parcului CEF, în dreptul intrării LES 20 kV în incintă. Fundația stâlpului este turnată din beton armat, dimensionată conform calculului static și geotehnic.

Echiparea stâlpului proiectat

Consolă	CIT 140 (consolă de întindere tip), echipată cu 3× legături duble de întindere cu izolatoare ceramice (LDI)
Separator de exterior	STEP3no 20 kV, 31,5 kA, 400 A – separator tripolar orizontal de exterior cu kit de acționare cu două manete (una pentru conectare, una pentru

	Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 400 kW, faza PTE
	deconectare). Permite secționarea vizibilă a CEF de rețeaua DEO.
Descărcătoare	ZnO 20 kV (oxid de zinc, fără eclator), montate pe fiecare fază, pentru protecția la supratensiuni atmosferice la trecerea LEA→LES
Capete terminale	Capete terminale de exterior 20 kV, pentru trecerea de la conductor aerian la cablu subteran A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm ²
Protecție mecanică cabluri	Tub PVC-G Ø110 mm, de la sol până la H=6 m pe stâlp (protecție mecanică a cablurilor 20 kV la urcarea pe stâlp)
Priză de pământ stâlp	$R_p \leq 4 \Omega$, conform cerințe DEO, fundație turnată
Suport metalic zincat	Pentru montarea cutiilor terminale și descărcătoarelor, galvanizat la cald
Stâlpul existent nr. 6 (SC 15006) va fi echipat suplimentar cu consolă de derivație CDV 1100 și 3×LDI, pentru realizarea legăturii aeriene către stâlpul proiectat. Această lucrare se realizează pe echipamentul aflat în proprietatea DEO, cu acordul și supravegherea operatorului de distribuție.	
Linia electrică subterană LES 20 kV	
Caracteristici tehnice cablu 20 kV	
Linia electrică subterană (LES) de 20 kV face legătura între stâlpul proiectat nr. 1 (SC 15014) și celula de sosire din PTAB, pe o lungime de circa 70 m (traseu efectiv), conform planșei IE28. Cablul utilizat este de tip A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm ² , Un = 20 kV, conform specificației din ATR.	
Tip cablu	A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm ² (conductor Al 150 mm ² , ecran Cu 25 mm ² , izolație XLPE, mantă PE exterioară)
Tensiune nominală	12/20 (24) kV, BIL 125 kV
Secțiune conductor	Al 150 mm ²
Secțiune ecran	Cu 25 mm ²
Izolație	XLPE (polietilenă reticulată)
Mantă exterioară	PE (polietilenă)
Diametru exterior aproximativ	~42 mm per fază
Lungime traseu	~70 m (de la stâlp SC 15014 la PTAB)
Capete terminale	De exterior 20 kV, la ambele capete (stâlp și PTAB)
Curent admisibil	~350 A (pozare în sol la 20°C) – supradimensionat față de In = 18,2 A
3.2. Condiții de pozare LES 20 kV	
Cablurile LES 20 kV se pozează în profil treflă (cele 3 faze grupate în triunghi, legate cu colier bandaj), pe pat de nisip de 10 cm grosime, cu acoperire de nisip de 10 cm deasupra	
S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L. Beneficiar: UAT Orașul Corabia Pag. 56	

cablurilor. Adâncimea de pozare este de minimum 0,80 m în spațiu verde și minimum 1,0 m sub drum, conform PE 107 și I7-2011. Deasupra cablurilor, la 30 cm de partea superioară, se montează o fâșie de avertizare din PE, lățime 250 mm, cu inscripția „ATENȚIE CABLU ELECTRIC 20 kV”.

Protecția mecanică suplimentară prin tub PVC-G Ø110 mm se realizează la: intrarea în PTAB (min. 3 m), urcarea pe stâlpul SC 15014 (de la sol până la 6 m), și la eventualele subtraversări de accese sau drumuri interioare CEF. Raza minimă de curbură la pozare este de $15 \times D = 15 \times 42 = 630$ mm. Execuția LES 20 kV se realizează exclusiv de personal autorizat ANRE, tip EII B.

Profil pozare	Treflă (3 faze în triunghi), pe pat nisip 10 cm, acoperire nisip 10 cm
Adâncime	Min. 0,80 m (spațiu verde) / min. 1,0 m (sub drum) – PE 107, I7-2011
Fâșie avertizare	PE, lățime 250 mm, „ATENȚIE CABLU ELECTRIC 20 kV”, la 30 cm deasupra cablurilor
Tub protecție	PVC-G Ø110 mm: intrare PTAB (3 m), urcare stâlp (0–2,5 m), subtraversări
Rază min. curbură	$15 \times D = 630$ mm
Umplere șanț	Pământ compactat, în straturi de max. 20 cm
Coordonate	Stereo 70 / Marea Neagră 1975, conform planșa IE28

Postul de transformare PTAB 630 kVA

Descriere generală și amplasare

PTAB-ul este un post de transformare prefabricat în envelopă de beton, cu exploatare din exterior, tip compact, conținând într-o singură structură toate echipamentele de medie tensiune, transformatorul de putere, tabloul de distribuție de joasă tensiune și compartimentul de măsură securizabil. PTAB-ul se amplasează pe o platformă de beton armat, la coordonatele $X = 458879,181$ / $Y = 258441,224$ (Stereo 70), în zona nordică a incintei CEF, adiacent TCEF-ului și containerului de echipamente, cu acces direct de pe drumul perimetral (lățime 3,5 m) și din exteriorul incintei (pentru personalul DEO la compartimentul de măsură).

PTAB-ul dispune de ventilație naturală și forțată (ventilatoare cu termostat), încălzire anti-condensare (rezistență + termostat) în compartimentele MT și JT, senzori de prezență tensiune pe fiecare celulă MT, iluminat interior de siguranță, și sistem de închidere securizat pe fiecare compartiment. Compartimentul de măsură este accesibil separat, securizat, din exteriorul incintei CEF, cu cutie externă cu vizor pentru citirea contorului.

Compartimentele PTAB

Conform schemei monofilare IE27, PTAB-ul este organizat în următoarele compartimente funcționale:

Compartimentul de medie tensiune (MT)

Compartimentul MT conține celulele modulare de interior, 25 kV, 16 kA, 630 A, organizate conform următoarei configurații (de la sosirea LES 20 kV către transformator):

Celulă	Funcție	Echipare detaliată
--------	---------	--------------------

Celula sosire (Celula de linie)	Racord LES 20 kV de la stâlp SC 15014	Separator de sarcină motorizat + întrerupător cu mediu alternativ de izolație/comutație la gazele fluorate cu efect de sera, 630 A, 16 kA. Terminal numeric de protecție (releu). Reductori de curent de protecție 15/5/5 A. Sistem anti-condensare (rezistență + termostat). Senzori prezență tensiune.
Celula racord cablu	Legătura între celula sosire și celula de măsură	20 kV, 16 kA, 630 A. Sistem anti-condensare. Senzori prezență tensiune. Racord cablu între compartimentele MT.
Celula de măsură (securizabilă)	Măsurare fiscală energie electrică	3 reductori de curent 2×15/5/5 A, clasă 0,2S (raport transformare 15/5 A). 3 reductori de tensiune 20/√3 / 0,1/√3 / 0,1/√3 kV, clasă 0,2. Compartiment separat securizabil cu acces DEO din exterior. Cutie externă cu vizor pentru contor electronic Converge.
Celula TSI	Transformator servicii interne	Separator de sarcină + siguranțe fuzibile. Transformator de servicii interne 20/0,23 kV, 4 kVA (sau 15 kVA conf. SF). Alimentă serviciile interne ale PTAB (iluminat, încălzire, ventilație, redresor).
Celula transformator	Plecarea către transformatorul de putere 630 kVA	Separator de sarcină + întrerupător cu mediu alternativ de izolație/comutație la gazele fluorate cu efect de sera, 630 A, 16 kA. Terminal numeric de protecție (releu). Reductori de curent de protecție 3×15/5 A. Reductori de curent 3×15/5/5 A. Toroidal pentru protecție homopolară. Senzori prezență tensiune.

Reglaje protecții celule MT

Reglajele protecțiilor de pe terminalele numerice din celulele MT sunt stabilite conform ATR și vor fi confirmate la PIF (Punerea în Funcțiune). Parametrizarea protecțiilor aferente releului sunt menționate mai jos și sunt obținute în urma adresei către dispecerul MT/JT:

Protecție	Celula sosire (linie)	Celula transformator
Max. curent treapta 1 ($I_{>>}$)	$I_{max1} = ___ \text{ A, } t_1 = 0,25 \text{ s}$	$I_{max1} = ___ \text{ A, } t_1 = 0,25 \text{ s}$
Max. curent treapta 2 ($I_{>}$)	$I_{max2} = ___ \text{ A, } t_2 = 0,7 \text{ s}$	$I_{max2} = ___ \text{ A, } t_2 = 0,7 \text{ s}$
Max. curent homopolară SEF	$I_{sef} = ___ \text{ A, } t_{sef} = 5,0 \text{ s}$	$I_{sef} = ___ \text{ A, } t_{sef} = 5,0 \text{ s}$
Max. tensiune ($U_{>}$)	$U_{max} = ___ \text{ kV (110\%), } t = 3,2 \text{ s}$	$U_{max} = ___ \text{ kV (110\%), } t = 3,2 \text{ s}$
Min. tensiune ($U_{<}$)	$U_{min} = ___ \text{ kV (85\%), } t = 3,2 \text{ s}$	$U_{min} = ___ \text{ kV (85\%), } t = 3,2 \text{ s}$
Min. frecvență ($f_{<}$)	$f_{min} = 47,5 \text{ Hz, } t = 0,5 \text{ s}$	$f_{min} = 47,5 \text{ Hz, } t = 0,5 \text{ s}$

Max. frecvență (f>)	fmax = 52 Hz, t = 0,5 s	fmax = 52 Hz, t = 0,5 s
---------------------	-------------------------	-------------------------

4Compartimentul transformator

Compartimentul transformator adăpostește transformatorul de putere trifazat în ulei, ermetic, 630 kVA, 20/0,4 kV, grup de conexiuni Dyn5 (triunghi pe primar, stea cu nul pe secundar). Transformatorul este prevăzut cu releu DGPT2 (Detecteur de Gaz, Pression et Temperature, 2 nivele), care monitorizează în permanență nivelul gazelor dizolvate, presiunea internă și temperatura uleiului, ordonând deconectarea la depășirea pragurilor de alarmă. Transformatorul dispune de reglaj de tensiune $\pm 2 \times 2,5\%$ pe înfășurarea primară (5 poziții), acționat manual, fără sarcină.

Caracteristici tehnice transformator 630 kVA

Putere nominală (Sn)	630 kVA
Tensiune primară (MT)	20 kV (12/28/75 kV insulation level)
Tensiune secundară (JT)	0,4 kV (400/415/433 V, tensiune secundară la gol)
Grup conexiuni	Dyn5 (triunghi pe primar, stea cu nul pe secundar)
Frecvență	50 Hz
Reglaj tensiune (MT)	Tapings $\pm 2 \times 2,5\%$ (5 poziții), manual, fără sarcină
Pierderi în gol (Po)	800 W
Pierderi în scurtcircuit (Pcc la 75°C)	6.000 W
Tensiune de scurtcircuit (Vcc)	6%
Curent de gol (Io)	1%
Randament la 4/4 sarcină (cosφ=1)	99,14%
Randament la 4/4 sarcină (cosφ=0,9)	99,04%
Curent de inserție (Ie/In)	12
Curent nominal secundar	909 A
Curent de scurtcircuit secundar	15.150 A
Nivel zgomot (Lwa)	55 dB(A)
Răcire	ONAN (răcire naturală în ulei cu ventilație naturală a aerului)
Protecție	Releu DGPT2 (gaze, presiune, temperatură – 2 nivele: alarmă + deconectare)
Temperatură ambientă	Max. 40°C (proiectare) / -25°C...+40°C (funcționare)
Dimensiuni (L×W×H)	~1.580×1.000×1.590 mm (transformator cu conservator)
Greutate transformator	~1.850 kg (cu ulei)
Greutate ulei	~390 kg

Borne JT	1.250 A
Borne MT	250 A
Standard fabricație	IEC 60076, SR EN 60076-1/-2/-3

Grad de încărcare al transformatorului: puterea activă maximă evacuată de CEF este de 400 kW ($\cos\varphi=0,9$, deci $S = 400/0,9 = 444$ kVA), ceea ce reprezintă un grad de încărcare de $444/630 = 70,5\%$. Această valoare asigură o marjă confortabilă și o durată de viață prelungită a transformatorului (temperatura punctului cel mai cald rămâne sub 98°C la sarcina maximă, cu 20°C sub limita clasei de izolație A).

Compartimentul joasă tensiune (TDJT / TDRI)

tensiune (TDJT, denumit și TDRI în schema IE27) este amplasat în compartimentul JT al PTAB și constituie punctul de interfață între transformatorul 630 kVA și instalațiile de utilizare ale CEF. TDJT-ul primește curentul de la secundarul transformatorului (400 V, Dyn5) și îl distribuie către TCEF (tabloul centralei electrice fotovoltaice) și către circuitele de servicii interne.

Tensiune nominală	400 V, 3F+N+PE
Curent nominal barouri	1.000 A (TG 1000A 400V, conform IE27)
Înterupător general	USOL debrosabil, $I_n = 1.000$ A, reglabil $(0,4-1) \times I_n$ și $(6-12) \times I_n$. Se va regla la PIF după măsurători.
Barouri JT	3 faze + PEN, calibrat pentru $I_n = 1.000$ A
Plecure TCEF (circuit principal)	3×ACYAbY 3×240+120 mm ² , pozat în șanț cu dalaj protecție. I_n proiectat = 641,6 A ($P_i = 400$ kW)
Plecări auxiliare	8 plecări JT, echipate cu separatoare cu fuzibil 250/200 A (4 active: circ. 1–4; 4 rezerve: circ. 5–8)
Circuitul de comandă	Iluminat / servicii interne, 25 A
Analizor calitate energie	Montat în TDJT, măsoară THD, armonice, factori dezechilibru – monitorizare PCC pe durata testelor PIF

Sistemul de măsurare a energiei electrice

Măsurarea fiscală a energiei electrice se realizează în celula de măsură securizabilă a PTAB, la nivelul de tensiune de 20.000/0 V, prin montaj indirect. Grupul de măsură este în proprietatea Distribuție Energie Oltenia S.A. și cuprinde:

Contor electronic	Tip Converge, dublu sens (import + export), cu curbă de sarcină, interfață de comunicație serială și modem GSM (compatibil telegestiune Converge)
Reductori de curent	3 buc., raport 2×15/5/5 A, clasă de precizie 0,2S. Se vor prezenta buletine de verificare și aprobare de model BRML.
Reductori de tensiune	3 buc., raport 20/√3 / 0,1/√3 / 0,1/√3 kV, clasă de precizie 0,2
Compartiment	Separat securizabil, cu acces din exteriorul incintei CEF (pentru personalul DEO). Cutie externă cu vizor

	pentru contorul electronic și pentru accesul la citirea contorului.
Cabluri circuite secundare	De la reductori la contorul Converge, protejate și sigilabile
Proprietate grup măsură	Distribuție Energie Oltenia S.A. (inclusiv TC și TT)
Conformitate metrologică	OG 20/1992, Legea nr. 11/1994, Caietul de Sarcini DEO

Pe lângă contorul fiscal Converge (proprietate DEO), în TDJT este montat un analizor de calitate a energiei electrice care monitorizează THD-ul tensiunii și curentului, armonicile individuale, factorii de dezechilibru și flicker-ul, conform cerințelor ATR de monitorizare a calității energiei în PCC pe durata testelor de punere în funcțiune.

Serviciile interne ale PTAB

Serviciile interne ale PTAB sunt alimentate de la transformatorul de servicii interne (TSI) 20/0,23 kV, 4 kVA, montat în celula TSI a compartimentului MT, prin celula prevăzută cu separator și siguranțe fuzibile. TSI alimentează un tablou de servicii interne CA/CC care asigură:

Iluminat interior PTAB	Corpuri de iluminat de siguranță, cu comutare automată la deschiderea ușilor
Încălzire anti-condensare	Rezistențe cu termostat în compartimentele MT și JT, pentru prevenirea condensului pe izolatoare
Ventilație forțată	Ventilatoare cu termostat în compartimentul transformator (pornire la depășirea temperaturii de prag)
Redresor + baterii	Alimentare circuite de comandă, protecție și semnalizare la 24/48 V CC. Baterii 12 V, autonomie min. 8 ore.
Prize de serviciu	230 V, pentru echipamente de măsură și întreținere
Unitate periferică (RTU)	Transmitere date de la terminalele numerice de protecție către SCADA DEO, prin protocol IEC 60870-5-104
Contorizare Wh / VARh	Contoare auxiliare pentru energia activă și reactivă (uz intern beneficiar)

Linia electrică subterană JT: PTAB – TCEF

Legătura electrică între tabloul TDJT din PTAB și tabloul TCEF al centralei fotovoltaice se realizează prin 3 cabluri în paralel, tip ACYAbY 3×240+120 mm² (cablu armat cu conductor de aluminiu, izolație PVC, armă bandă de oțel, mantă PVC), pozate în șanț la adâncimea de 0,8 m, cu dalaj protecție. Capacitatea de transport a celor 3 cabluri în paralel este de peste 900 A, supradimensionată față de curentul maxim proiectat de 641,6 A (corespunzător puterii de 400 kW la 400 V, cosφ=0,9). Cablurile se pozează în interiorul PTAB, cu tranziție la pozare în sol în exteriorul PTAB, pe 2 faze × 3 × F2X 1×240 mm² pe faze și 2 × F2X 1×240 mm² pe nul.

Împrămintarea PTAB

PTAB-ul dispune de o priză de pământ proprie (detaliată pe planșa IE29), compusă din centură exterioară cu 24 electrozi verticali din țevă OL 2½", L = 1,5–2,0 m, și conductor orizontal din bandă OL-Zn 40×4 mm, îngropat la 0,80 m. Rezistența maximă de dispersie: $R_p \leq 1 \Omega$. Priza PTAB se interconectează cu priza generală a CEF prin platbandă OL-Zn 40×4 mm, formând un sistem unic de împrămintare. Rezistența de dispersie a prizei BPNTT-1 trebuie să fie $R_{pa} < 1.000 \Omega$ (conform notei de pe schema IE27). Toate părțile metalice ale PTAB (anvelopă, uși, cadre celule, carcasă transformator, jgheaburi) se leagă la bara de PE interioară, conectată la priza de pământ.

4.8.10 SISTEMATIZARE ȘI AMENAJĂRI

4.8.10.1 Generalități

Prezentul capitol tratează lucrările de sistematizare verticală, amenajare a terenului și realizare a infrastructurii de acces și a amenajărilor exterioare necesare funcționării în condiții optime a centralei electrice fotovoltaice (CEF) cu o putere instalată de 467,28 kWp (DC) / 400 kW (AC), amplasată pe parcela cadastrală CF 55177, în extravilanul orașului Corabia, județul Olt.

Terenul pe care se realizează investiția are o suprafață totală de 9.275 mp (0,9275 ha), este proprietatea orașului Corabia (domeniu privat), are categoria de folosință «teren neproductiv» și este situat în extravilan, la o altitudine medie de aproximativ 39 m. Terenul prezintă o conformație relativ plană, cu o ușoară pantă naturală, cotele terenului natural variind între +37,62 m și +39,10 m, ceea ce facilitează realizarea lucrărilor de sistematizare fără volume semnificative de terasamente.

Lucrările de sistematizare și amenajare au fost proiectate astfel încât să asigure condițiile tehnice necesare pentru amplasarea echipamentelor principale ale centralei fotovoltaice (structuri metalice cu panouri fotovoltaice, invertoare, tablouri electrice, container echipamente tehnice, post de transformare), precum și pentru realizarea infrastructurii de acces, a împrejuririi perimetrului, a instalațiilor de iluminat, supraveghere video și a sistemelor de protecție contra incendiilor.

Proiectarea lucrărilor de sistematizare s-a realizat cu respectarea următoarelor acte normative și reglementări tehnice în vigoare:

- **HG nr. 907/2016** privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- **P118/1999** – Normativ de siguranță la foc a construcțiilor, cu modificările și completările ulterioare;
- **OMAI nr. 163/2007** pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor;
- **NP 007/1997** – Cod de proiectare pentru structuri în cadre de beton armat;
- **I7-2011** – Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- **SR EN 62305** – Protecția împotriva trăsnetului;
- **Legea nr. 319/2006** a securității și sănătății în muncă, cu normele metodologice de aplicare;
- **HG nr. 300/2006** privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile.

4.8.10.2 Situația existentă a terenului

Parcela cadastrală CF 55177 pe care se realizează investiția este situată în extravilanul orașului Corabia, județul Olt, la coordonatele GPS: latitudine 43,82° N, longitudine 24,49° E. Terenul este delimitat de următoarele vecinătăți: la nord și est – parcele agricole cu numerele cadastrale 55176 și 50922, la sud – calea de circulație (drum public), iar la vest – teren agricol.

Conform Extrasului de Carte Funciară nr. 55177 din data de 19.06.2023, terenul nu este grevat de sarcini și are o suprafață de 9.275 mp. Terenul are forma unui poligon neregulat cu 6 vârfuri, ale cărui coordonate în sistemul de proiecție Stereo 70 sunt prezentate în planșa IE04 – Plan de situație în coordonate Stereo 70 – Situația existentă și în planșa IE06 – Tabelul de coordonate Stereo 70 – Situația proiectată.

În starea existentă, terenul este un teren neproductiv, neîmprejmuit, fără construcții sau edificii existente, fără plantații sau culturi agricole, fără rețele de utilități pe amplasament (apă, canalizare, gaz, termoficare). Terenul nu prezintă zone umede, alunecări de teren, zone inundabile sau alte restricții geotehnice semnificative. Nu există zone protejate sau situri de patrimoniu în vecinătatea directă a amplasamentului.

Accesul la teren se realizează din drumul public (cale de circulație) situat la limita sudică a parcelei. Pe strada Primăverii, la o distanță de aproximativ 350 m de proprietatea beneficiarului, se află linia electrică aeriană (LEA) de medie tensiune 20 kV, din rețeaua de distribuție a Operatorului de Distribuție, la care se va realiza racordarea centralei fotovoltaice.

Profilul terenului natural, determinat prin ridicarea topografică, indică cote variind între +37,62 m și +39,10 m, cu o pantă generală ușoară de la nord-est către sud-vest. Diferența maximă de nivel pe amplasament este de aproximativ 1,48 m, ceea ce corespunde unei pante medii de aproximativ 1-2%. Această configurație permite realizarea lucrărilor de sistematizare cu volume reduse de terasamente, fără necesitatea unor lucrări complexe de modelare a terenului.

4.8.10.3 Lucrări de pregătire a terenului

4.8.10.3.1 Decopertarea stratului vegetal

Înainte de începerea oricăror lucrări de construcție, se va proceda la decopertarea stratului vegetal pe întreaga suprafață a amplasamentului, cu o grosime medie de 15-20 cm. Această operațiune este necesară pentru îndepărtarea rădăcinilor, a materialelor organice și a eventualelor depuneri de pe suprafața terenului, asigurând un substrat stabil și omogen pentru realizarea fundațiilor și platformelor tehnice.

Pământul vegetal rezultat din decopertare va fi depozitat temporar pe amplasament, în zone special amenajate, în vederea reutilizării ulterioare pentru finisarea zonelor verzi din incinta centralei fotovoltaice. Excesul de pământ vegetal va fi transportat în depozite autorizate sau va fi utilizat pentru refacerea terenurilor degradate din vecinătate, cu acordul autorităților locale competente.

Volumul estimat de pământ vegetal rezultat din decopertare este de aproximativ 1.400-1.850 mc (calculat pentru suprafața totală de 9.275 mp × grosimea medie de 15-20 cm). Decopertarea se va realiza mecanizat, cu buldozer și excavator pe șenile, în condiții de vreme uscată, pentru a evita compactarea excesivă a terenului de fundare.

4.8.10.3.2 Nivelarea și compactarea terenului

După decopertare, terenul va fi nivelat la cotele prevăzute în proiect, cu respectarea pantelor de scurgere a apelor pluviale. Nivelarea se va realiza mecanizat, cu greder și buldozer, urmărindu-se obținerea unui profil uniform al terenului, cu pante de minimum 1-2% pentru asigurarea scurgerii gravitaționale a apelor meteorice.

Compactarea terenului de fundare se va realiza în straturi succesive de maximum 20-30 cm, cu cilindru compactor vibrant, până la obținerea unui grad de compactare de minimum 92-95% din densitatea Proctor. Compactarea este esențială în special în zonele de amplasare a fundațiilor structurilor metalice, a platformelor pentru echipamente și a fundațiilor stâlpilor de gard.

Verificarea gradului de compactare se va face prin încercări de laborator (determinarea densității in situ prin metoda cu nisip sau cu membrana de cauciuc), la o frecvență de minimum o determinare la fiecare 500 mp de suprafață compactată. Rezultatele încercărilor vor fi consemnate în procesele-verbale de lucrări ascunse.

4.8.10.3 Trasarea lucrărilor

Trasarea lucrărilor se va realiza de către o echipă topografică autorizată, pe baza coordonatelor Stereo 70 din proiect, cu referire la sistemul de referință altimetric Marea Neagră 1975. Trasarea va include materializarea pe teren a următoarelor elemente principale: limitele parcelei cadastrale CF 55177, axele drumului de acces perimetral, poziția fundațiilor structurilor metalice (25 de structuri), amplasamentul echipamentelor principale (invertoare, TCEF, container echipamente, PTAB), traseul împrejuririi perimetrului și poziția poartei de acces.

Toleranța de amplasare pentru echipamentele principale este de $\pm 0,10$ m în plan orizontal, conform notelor tehnice de pe planșele de execuție. Coordonatele tuturor elementelor trasate vor fi verificate după execuție și vizate de OCPI (Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară) Olt.

4.8.10.4 Sistemizare verticală

Sistemizarea verticală a terenului are ca obiectiv principal asigurarea cotelor de nivel corespunzătoare pentru amplasarea echipamentelor și construcțiilor, precum și realizarea pantelor necesare pentru evacuarea apelor pluviale de pe amplasament.

Cotele terenului sistematizat au fost stabilite pornind de la cotele terenului natural, cu modificări minime, astfel încât să se minimizeze volumele de terasamente (săpături și umpluturi), respectându-se totodată cerințele tehnice privind: înălțimea minimă a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (minimum 0,70 m, conform NTE 007, pentru funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă); cotele platformelor pentru echipamente (ușor ridicate față de terenul adiacent, cu minimum 10-20 cm, pentru protecția împotriva apelor meteorice); panta drumului de acces perimetral (profil transversal cu pantă de 1-2% pentru scurgerea laterală); pantele generale ale terenului pentru evacuarea apelor pluviale (minimum 1-2% către limitele proprietății).

Volumul total estimat de pământ pentru lucrările de sistematizare verticală (exclusiv decopertarea stratului vegetal) este relativ redus, având în vedere conformația aproape plană a terenului natural. Se estimează un volum de săpături de aproximativ 200-300 mc și un volum de umpluturi de aproximativ 150-250 mc. Diferența va fi compensată din pământul rezultat din săpăturile pentru fundații și canale de cabluri.

Scurgerea apelor pluviale se va face gravitațional, prin pantele terenului sistematizat, către limitele proprietății și către scurgerea naturală existentă în zonă. Nu se prevăd rețele de canalizare pluvială pe amplasament, datorită suprafeței relativ reduse a terenului și a permeabilității ridicate a solului (teren neproductiv). Zonele dintre rândurile de panouri fotovoltaice vor rămâne cu suprafață naturală (teren vegetal), asigurând infiltrarea naturală a apelor meteorice și reducerea efectului de ruissellement.

4.8.10.5 Drum de acces perimetral

Pentru asigurarea accesului la echipamentele centralei fotovoltaice în vederea operării, mentenanței și pentru intervenția în caz de urgență (inclusiv accesul autospecialelor de pompieri), se va realiza un drum de acces perimetral interior, amplasat de-a lungul gardului perimetral, pe conturul interior al incintei.

Caracteristicile principale ale drumului de acces perimetral sunt următoarele: lungime totală a traseului: **aproximativ 463 m**; lățime carosabilă: **3,5 m** (conform cerințelor P118/1999 pentru accesul autospecialelor PSI, care impun o lățime minimă de 3,5 m pentru drumurile de acces la obiective); structura rutieră este formată din: strat de beton C16/20 cu grosimea de 12-15 cm, strat de fundație din balast compactat cu grosimea de 15-20 cm și pământ compactat la gradul Proctor de minimum 95%.

Drumul de acces perimetral este conceput ca o buclă continuă, care asigură circulația în ambele sensuri a autovehiculelor de mentenanță și a autospecialelor de intervenție. Accesul în incintă se realizează printr-o poartă de acces cu o deschidere de 5,0 m (lățime suficientă pentru accesul autospecialelor de pompieri, cu minimum 4,0 m conform P118), amplasată la limita sudică a terenului, în dreptul drumului public existent.

Racordarea drumului intern la drumul public se va realiza printr-o rampă cu panta de maximum 8-10%, cu raze de racordare suficiente pentru manevrarea autovehiculelor mari (rază minimă de 8 m la curbe). Raza de acțiune a autospecialelor PSI de pe drumul perimetral acoperă întreaga suprafață a parcului fotovoltaic, cu o rază de acțiune de 40 m, conform calculelor prezentate în planșa IE26 – Plan măsuri PSI.

Capacitatea portantă a drumului de acces este dimensionată pentru sarcini de maximum 16 tone pe osie, suficientă pentru accesul autospecialelor de stingere a incendiilor, al macaralelor de montaj (în faza de construcție) și al vehiculelor de transport echipamente. Profil transversal al drumului prezintă o pantă de 1-2% pentru scurgerea laterală a apelor pluviale.

Structura drumului de acces perimetral este prezentată în tabelul următor:

Nr. crt.	Strat constructiv	Grosime (cm)	Observații
1	Îmbrăcămintă beton C16/20	12 – 15	Armat cu plasă STNB Ø6/150×150
2	Strat de fundație din balast	15 – 20	Compactat, grad Proctor min. 95%
3	Pământ compactat (patul drumului)	20 – 30	Grad compactare min. 92%
	TOTAL grosime pachet rutier	47 – 65	

4.8.10.6 Parcare auto

În incinta centralei fotovoltaice se amenajează o platformă de parcare auto cu o capacitate de 2 locuri, destinată personalului de mentenanță și operare. Parcare este amplasată în zona de acces, în apropierea poartei de intrare și a containerului de echipamente tehnice, pentru a facilita accesul rapid la echipamentele de monitorizare și control.

Dimensiunile parării sunt de aproximativ 6,0 m × 5,0 m (2 locuri × 3,0 m lățime × 5,0 m lungime), cu marcaje la sol pentru delimitarea locurilor de parcare. Structura platformei de parcare este similară cu cea a drumului de acces perimetral (beton C16/20 pe strat de balast compactat), asigurând capacitatea portantă necesară pentru autoturisme și vehicule utilitare.



Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice
pentru autoconsum în Orașul Corabia
Centrală electrică fotovoltaică 400 kW, faza **PTE**

Amplasarea parcării a fost realizată conform planșei IE05 – Plan de situație în coordonate Stereo 70 – Situația proiectată, cu coordonatele centrului parcării în sistemul Stereo 70: X = 458.886,225, Y = 258.443,385.

Nota

Elementele descrise la cap. 4.8.10.5 – Drum de acces perimetral interior și cap. 4.8.10.6 – Parcare auto au caracter strict informativ și nu fac parte din obiectul prezentei documentații tehnice.

Realizarea acestora nu este inclusă în investiția analizată prin prezentul proiect. În cazul în care beneficiarul va decide implementarea acestor lucrări, ele vor face obiectul unei documentații tehnice distincte, elaborate și autorizate conform prevederilor legale în vigoare.

Prin prezenta documentație se asigură exclusiv respectarea distanțelor minime necesare prevăzute în proiect, astfel încât, în eventualitatea în care beneficiarul va decide realizarea ulterioară a acestor amenajări, acestea să poată fi implementate fără afectarea investiției.

4.8.10.7 Platforme pentru echipamente

Pentru amplasarea echipamentelor principale ale centralei fotovoltaice se realizează platforme betonate sau compactate, dimensionate corespunzător greutateii și dimensiunilor fiecărui echipament. Platformele sunt ridicate cu 10-20 cm față de nivelul terenului sistematizat adiacent, pentru protecția echipamentelor împotriva apelor meteorice.

4.8.10.7.1 Platformă container echipamente tehnice

Containerul de echipamente tehnice adăpostește echipamentele de monitorizare, comunicații (SmartLogger, NVR supraveghere video, router, switch PoE), tabloul de servicii interne (TESI) și tabloul de distribuție joasă tensiune (TDJT). Platforma containerului este realizată din beton C16/20, cu dimensiuni adaptate containerului (aproximativ 6,0 m × 2,5 m), cu o grosime de 15-20 cm, pe strat de balast compactat de 15 cm.

4.8.10.7.2 Platforme invertoare

Cele 4 invertore de putere (4 × 100 kW AC) sunt montate pe structuri metalice dedicate sau pe platforme betonate individuale, amplasate în conformitate cu planșa IE03 – Plan general de amplasare echipamente, la coordonatele Stereo 70 specificate în planșele de execuție. Invertorele I1 și I2 sunt amplasate în zona vestică a amplasamentului, iar invertorele I3 și I4 în zona sud-vestică, în imediata vecinătate a tabloului electric TCEF.

Fiecare invertor necesită o platformă de fundare cu dimensiuni de aproximativ 1,2 m × 0,8 m, realizată din beton C16/20, cu o grosime de 15 cm, pe strat de balast compactat. Zona din jurul fiecărui invertor este delimitată ca zonă restricționată, cu acces permis doar personalului autorizat echipat cu echipament de protecție individuală (EPI) corespunzător.

4.8.10.7.3 Platformă TCEF (Tablou Electric Centrală Fotovoltaică)

Tabloul electric al centralei fotovoltaice (TCEF) este amplasat pe o platformă betonată dedicată, în imediata vecinătate a containerului de echipamente și a invertorului I1. Platforma TCEF este realizată din beton C16/20, cu dimensiuni de aproximativ 1,5 m × 1,0 m, cu o grosime de 15 cm, pe strat de balast compactat. Coordonatele Stereo 70 ale TCEF sunt: X = 458.884,993, Y = 258.443,017.

4.8.10.7.4 Platformă PTAB (Post de Transformare în Anvelopă de Beton)

Postul de transformare PTAB 20/0,4 kV – 630 kVA proiectat va fi amplasat pe o platformă dedicată, conform planșei IE27 – Schema monofilară PTAB 630 kVA. Platforma PTAB este realizată din beton armat C20/25, cu dimensiuni conforme cerințelor producătorului

S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L. | Beneficiar: UAT Orașul Corabia | Pag. 66

anvelopei de beton, cu fundație corespunzătoare sarcinilor statice și dinamice ale transformatorului. Zona din jurul PTAB este delimitată ca zonă restricționată cu un perimetru de securitate de minimum 1,5 m, cu acces permis doar personalului autorizat.

Coordonatele Stereo 70 ale postului de transformare sunt: X = 458.879,181, Y = 258.441,224. Amplasarea PTAB respectă distanțele minime de siguranță față de celelalte echipamente și față de gardul perimetral, conform prevederilor ORD 4/2007 privind zonele de protecție și siguranță ale capacităților energetice, completat cu ORD 49/11.2007.

4.8.10.8 Împrejmuire perimetrală

Incinta centralei fotovoltaice va fi împrejmuită pe întregul perimetru cu un gard din plasă sudată bordurată, cu înălțimea de 2,0 m, montat pe stâlpi metalici rectangulari din oțel zincat termic. Împrejmuirea perimetrală asigură protecția echipamentelor împotriva accesului neautorizat, a vandalismului și a furtului, fiind totodată un element obligatoriu conform normativelor de securitate pentru instalațiile electrice.

Caracteristicile principale ale împrejurii perimetrului sunt: lungime totală gard: **aproximativ 430 m**; înălțime gard: **2,0 m** deasupra nivelului solului; tip gard: plasă sudată bordurată, zincată, cu ochiuri de 50×200 mm, diametru sârmă 5 mm; stâlpi de susținere: profil metalic rectangular 60×40×2 mm din oțel zincat, la distanță de 2,5-3,0 m; stâlpi de colț și capăt: profil metalic mai robust, 80×60 mm, cu contravantuiri; tratament anticoroziv: zincare termică pe toate elementele metalice; fundații stâlpi: cuzineți de beton C12/15 cu dimensiuni de 30×30×50 cm, adâncime de fundare minimum 60 cm.

Poarta de acces în incintă este amplasată la limita sudică a terenului, în dreptul drumului public, și are următoarele caracteristici: deschidere (lățime liberă): 5,0 m (conform cerințelor P118/1999 pentru accesul autospecialelor PSI, care impune minimum 4,0 m); înălțime: 2,0 m (identică cu gardul perimetral); tip: poartă dublă batantă, cu cadru metalic din profile zincate și umplutură din plasă sudată bordurată, identică cu gardul; sistem de închidere: lacăt industrial, cu posibilitatea montării ulterioare a unui sistem de închidere electric; stâlpi poartă: profile metalice cu dimensiuni sporite, cu fundații adecvate (cuzineți de beton armat).

Pe gardul perimetral se vor monta panouri de avertizare și informare, la intervale regulate și în punctele de acces, conform cerințelor SR ISO 7010 și ale normativelor de securitate electrică. Panourile vor include: «Proprietate privată – Acces interzis», «Pericol de electrocutare», «Zonă supravegheată video». Detaliile constructive ale împrejurii sunt prezentate în planșa aferentă – Plan împrejmuire și poartă.

Principalele cantități de materiale pentru împrejmuirea perimetrală sunt:

Nr.	Material / Element	Cantitate	U.M.	Observații
1	Plasă sudată bordurată zincată H=2,0 m	430	ml	Ochiuri 50×200 mm, Ø5 mm
2	Stâlpi metalici rectangulari zincati	~165	buc	60×40×2 mm, la 2,5-3,0 m
3	Fundații cuzineți beton C12/15	~165	buc	30×30×50 cm
4	Poartă acces dublă batantă L=5,0 m	1	buc	H=2,0 m, cadru zincat
5	Panouri de avertizare (diverse tipuri)	~25	buc	Conform SR ISO 7010

4.8.10.9 Fundații structuri metalice panouri fotovoltaice

Cele 25 de structuri metalice pe care se montează panourile fotovoltaice (24 structuri tip 2Px16 cu câte 32 de panouri fiecare și 1 structură tip 2Px12 cu 24 de panouri) sunt batute în pamant.

4.8.10.10 Managementul apelor pluviale

Managementul apelor pluviale pe amplasamentul centralei fotovoltaice se realizează prin scurgere gravitațională, fără necesitatea unor sisteme complexe de canalizare pluvială, datorită următoarelor condiții favorabile: suprafața relativ redusă a terenului (9.275 mp); permeabilitatea ridicată a solului (teren neproductiv, cu capacitate bună de infiltrare); suprafața impermeabilizată redusă zona dintre rândurile de panouri fotovoltaice rămâne cu suprafață naturală permeabilă.

Pantele terenului sistematizat asigură evacuarea apelor meteorice prin scurgere de suprafață, cu direcția de scurgere de la nord-est către sud-vest, corespunzătoare pantei naturale a terenului. Panta minimă a terenului sistematizat este de 1-2%, suficientă pentru a preveni stagnarea apelor pe amplasament.

În zonele critice (în jurul echipamentelor electrice, la fundații, la container), se prevede profilarea terenului cu pante mai accentuate (2-3%), pentru îndepărtarea rapidă a apelor de la echipamente. La necesitate, în funcție de condițiile constatate în teren la execuție, se pot realiza rigole sau șanțuri de gardă locale pentru canalizarea apelor spre zonele de scurgere naturală.

Apele colectate de pe suprafața panourilor fotovoltaice se scurg liber pe sol, prin intermediul spațiului liber de minimum 0,70 m dintre marginea inferioară a panourilor și suprafața terenului. Această distanță este suficientă și pentru prevenirea acumulării de zăpadă la baza panourilor, asigurând funcționarea optimă a instalației și pe perioada de iarnă.

4.8.10.11 Zone verzi și spații libere

Suprafața totală a terenului centralei fotovoltaice este de 9.275 mp, din care suprafețele ocupate de construcții și amenajări sunt: suprafața ocupată de panourile fotovoltaice (proiecția pe sol): aproximativ 2.214 mp; aproximativ 1.620 mp; suprafața platformelor și fundațiilor: aproximativ 200 mp. Rezultă o suprafață liberă (zone verzi / teren natural) de aproximativ 5.211 mp, reprezentând circa 56% din suprafața totală a terenului.

Zonele libere dintre rândurile de structuri metalice și cele dintre structuri și gardul perimetral vor fi menținute cu vegetație joasă (gazon natural sau spontan), care asigură stabilizarea solului și previne eroziunea. Este interzisă plantarea de arbori sau arbuști în incinta centralei fotovoltaice, deoarece aceștia ar produce umbră asupra panourilor fotovoltaice, reducând randamentul de producție a energiei electrice. Vegetația joasă va fi periodic cosită, la o înălțime de maximum 15-20 cm, pentru a preveni atingerea marginii inferioare a panourilor și pentru a reduce riscul de incendiu de vegetație.

Pământul vegetal rezultat din lucrările de decopertare va fi utilizat pentru refacerea și finisarea zonelor verzi din incinta parcului, după finalizarea lucrărilor de construcție și montaj. Stratul de pământ vegetal reăsternut va avea o grosime de minimum 10-15 cm, suficient pentru susținerea vegetației joase.

4.8.10.12 Semnalizare și marcaje

Pe amplasamentul centralei fotovoltaice se va realiza un sistem complet de semnalizare de securitate, informare și avertizare, în conformitate cu cerințele SR ISO 7010 și ale normativelor de securitate electrică și PSI în vigoare. Sistemul de semnalizare include următoarele categorii de panouri și marcaje:

Panouri de avertizare – se montează pe gardul perimetral (la intervale regulate), la PTAB, la invertoare, la tabloul electric TCEF și la container: «Pericol de electrocutare!», «Atenție! Tensiune electrică DC și AC», «Echipament electric – Acces interzis», «Tablou electric sub tensiune».

Panouri de interzicere – se montează pe gardul perimetral și la poarta de acces: «Proprietate privată – Acces interzis», «Acces interzis persoanelor neautorizate».

Panouri informative – se montează la poarta de acces și la PTAB: «Zonă supravegheată video», panou cu caracteristicile tehnice principale ale instalației (putere instalată 467,28 kWp, număr panouri 792, număr invertoare 4, beneficiar UAT Corabia, contact în caz de urgență), plan de situație al obiectivului.

Panouri PSI – se montează la PTAB și la poarta de acces: instrucțiuni de prim ajutor, instrucțiuni PSI, schema de intervenție în caz de urgență, telefoane utile (pompieri, ambulanță, responsabil obiectiv), direcție de evacuare către poartă, punct de întâlnire la exterior.

Marcaje la sol – se realizează cu vopsea specială sau bandă adezivă: zone restricționate echipamente (TCEF, invertoare, PTAB) – delimitare cu bandă galben-negru, căi de acces și circulație, zone de parcare – delimitarea locurilor.

Detaliile panourilor de avertizare, dimensiunile, materialele și modul de montare sunt prezentate în planșa IE30 – Detalii panouri de avertizare.

4.8.10.13 Măsurile de protecție a mediului

Lucrările de sistematizare și amenajare vor fi executate cu respectarea strictă a cerințelor de protecție a mediului, conform legislației în vigoare. Principalele măsuri de protecție a mediului prevăzute sunt:

Stratul vegetal decoptat va fi depozitat separat de restul materialelor excavate și va fi reutilizat integral pentru refacerea zonelor verzi din incinta parcului fotovoltaic. Excesul de pământ va fi transportat în locații autorizate, cu respectarea reglementărilor privind transportul materialelor.

Pe durata execuției lucrărilor de construcție, se vor lua măsuri de prevenire a poluării solului cu produse petroliere (uleiuri, carburanți) de la utilajele de construcție, prin utilizarea de tăvi de retenție sub utilaje și prin verificarea periodică a stării tehnice a acestora. Deșeurile rezultate din construcție (cofraj, ambalaje, resturi metalice) vor fi colectate selectiv și predate operatorilor autorizați de colectare și valorificare a deșeurilor.

Materialele utilizate la realizarea centralei fotovoltaice (module fotovoltaice, structuri metalice, cabluri, echipamente electrice) sunt materiale nepoluante, care nu produc surse de zgomot semnificativ, nu emit substanțe poluante și nu afectează mediul înconjurător pe durata de funcționare a instalației. Tehnologia de conversie fotovoltaică nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații, nu produce emisii de gaze cu efect de seră și nu generează deșeuri în procesul de producere a energiei electrice.

Pe durata de funcționare a centralei fotovoltaice, mentenanța periodică a vegetației joase din incinta parcului (cosire periodică) se va realiza fără utilizarea de erbicide sau pesticide chimice, pentru protecția ecosistemului local. Curățarea periodică a panourilor fotovoltaice se va face exclusiv cu apă curată, fără detergenți sau substanțe chimice agresive.

4.8.10.14 Bilanț teritorial

Bilanțul teritorial al amenajărilor de pe amplasamentul centralei fotovoltaice este prezentat în tabelul următor:

Nr.	Categorie de utilizare	Suprafață (mp)	Procent (%)	Obs.
1	Suprafață totală teren (CF 55177)	9.275	100,00	
2	Suprafață ocupată panouri FV (proiecție sol)	~2.214	23,87	25 structuri
3	Drum acces perimetral (463 m × 3,5 m)	~1.620	17,47	
4	Fundații structuri metalice (100 buc)	~50	0,54	Cuzineți beton
5	Platforme echipamente (PTAB, container, TCEF, invertoare)	~120	1,29	
6	Parcare auto (2 locuri)	~30	0,32	
7	Fundații stâlpi gard (~165 buc)	~15	0,16	
8	Zone verzi / teren natural (spații libere)	~5.226	56,35	Vegetație joasă

Din analiza bilanțului teritorial rezultă că suprafața impermeabilizată (drum, platforme, fundații, parcare) reprezintă aproximativ 20% din suprafața totală a terenului, restul de aproximativ 80% rămânând cu suprafață permeabilă (teren natural sub panouri și zone libere), ceea ce asigură condițiile favorabile pentru infiltrarea apelor meteorice și reducerea impactului asupra regimului hidric local.

4.8.10.15 Concluzii

Lucrările de sistematizare și amenajări exterioare proiectate pentru centrala electrică fotovoltaică de 467,28 kWp / 400 kW, amplasată pe parcela CF 55177 din extravilanul orașului Corabia, județul Olt, au fost concepute astfel încât să asigure condițiile tehnice optime pentru funcționarea în siguranță a instalației, cu respectarea tuturor cerințelor normative în vigoare privind securitatea la foc, protecția electrică, protecția muncii și protecția mediului.

Principalele amenajări prevăzute includ: decopertarea și nivelarea terenului, sistematizarea verticală cu asigurarea pantelor de scurgere, realizarea platformelor pentru echipamente (container, invertore, TCEF, PTAB), executarea a 100 de fundații tip cuzinetă pentru structurile metalice ale panourilor fotovoltaice, împrejmuirea perimetrală cu gard din plasă bordurată zincată cu lungimea de 430 m și înălțimea de 2,0 m, cu poartă de acces de 5,0 m, precum și realizarea sistemului complet de semnalizare de securitate și informare.

Toate lucrările de sistematizare și amenajări vor fi executate cu respectarea prevederilor HG 907/2016, ale normativului P118/1999 pentru siguranța la foc, ale Legii 319/2006 pentru securitatea și sănătatea muncii, ale HG 300/2006 pentru șantierele temporare sau mobile, precum și ale tuturor normativelor tehnice specifice menționate în documentația de proiect. Verificarea execuției se va face conform planului de control al calității lucrărilor, cu întocmirea proceselor-verbale de lucrări ascunse, a proceselor-verbale de recepție calitativă și a documentelor de calitate pentru materialele utilizate.

4.9. DIAGRAMA FUNCȚIONALĂ BLOC

Diagrama funcțională de bloc prezintă sintetic fluxul energetic și informațional al centralei fotovoltaice de 400 kW, de la captarea radiației solare până la injectarea energiei

electrice în rețeaua de distribuție. Schema de principiu a instalației este prezentată în planșa IE16, iar schema de bloc a invertorului în planșa IE15.

Centrala fotovoltaică este organizată pe următoarele blocuri funcționale interconectate, fiecare cu un rol specific în lanțul de conversie și transport al energiei:

Bloc	Denumire	Funcție	Intrare	Ieșire
B1	Câmp fotovoltaic	Conversie radiație solară → energie DC. 792 module × 590Wp = 467,28 kWp, 50 stringuri.	Radiație solară	DC 200-852V
B2	Invertoare (4×100kW)	Conversie DC → AC trifazat 400V/50Hz. 10 MPPT/inv., $\eta \geq 98,5\%$. Protecții integrate: SPD, AFCI, RCMU.	DC 200- 1100V	AC 400V, 144,4A
B3	TCEF (Pi=400kW)	Centralizare 4 circuite AC, protecții (MCCB, SPD 1+2), măsurare (TC 630/5A, smartmeter), distribuție.	4×AC 400V	AC 400V, 577A
B4	PTAB 630kVA	Transformare 0,4/20 kV (Dyn5). Protecții MT ($I >>$, SEF, U, f). Măsurare oficială OD. SCADA/RTU.	AC 400V	MT 20kV
B5	LES + LEA 20kV	Transport MT: LES 3×1×150/25 (~70m) + LEA Al 50/8 (~5m). Separator ext. 20kV pe stâlp.	MT 20kV	PCC 20kV
B6	Monitorizare/Control	Datalogger, RS485, senzori meteo, SCADA, supraveghere video (8 cam.), iluminat (27 LED).	Semnale	Cloud/SCADA

Fluxul energetic principal parcurge blocurile B1 → B2 → B3 → B4 → B5, de la radiația solară la PCC. Blocul B6 (monitorizare/control) este transversal, colectând date de la toate celelalte blocuri și furnizând comenzi de control (limitare putere, oprire/pornire) către invertoare. Fluxul informațional: invertoare → RS485 → datalogger → cloud/SCADA; smartmeter → datalogger (export control); RTU PTAB → SCADA OD.

Separarea galvanică între partea DC și rețeaua AC este asigurată de transformatorul de putere 630 kVA din PTAB (grup Dyn5). Invertoarele, fiind de tip transformerless, nu asigură separare galvanică, motiv pentru care monitorizarea izolației DC și protecția RCMU sunt integrate în fiecare invertor.

4.10. CICLUL DE FUNCȚIONARE ZILNIC

Centrala fotovoltaică funcționează complet automat, fără intervenția operatorului uman. Ciclul zilnic de funcționare este dictat de disponibilitatea radiației solare și cuprinde următoarele faze succesive:

Fază	Ora orientativă	Descriere proces	Parametri cheie
1	Răsărit (~06:00-07:00)	Irradianța solară crește, tensiunea DC a stringurilor depășește pragul de pornire (200V). Invertoarele inițiază secvența de pornire: verificare izolație DC, verificare rețea AC (U, f, impedanță), sincronizare și început injectare.	$V_{dc} > 200V$, t pornire ~2 min
2	Dimineața (07:00-10:00)	Puterea crește progresiv. MPPT-urile urmăresc punctul de putere maximă pe fiecare grup de stringuri, adaptându-se la variațiile de iradianță și temperatură. Producția ajunge la 50-80% din nominal.	P: 200-350 kW, η MPPT >99%
3	Vârf (10:00-15:00)	Producție maximă. Invertoarele funcționează la putere nominală sau aproape. Temperatura modulelor crește (NOCT ~45°C), reducerea tensiunii V_{mp} este compensată de algoritmul MPPT. Dacă temperatura invertoarelor depășește +45°C, se activează derating-ul automat.	P: 350-400 kW, PR >80%
4	După-amiază (15:00-18:00)	Puterea scade progresiv pe măsură ce unghiul solar se reduce. MPPT-urile continuă urmărirea punctului de putere maximă. Temperatura modulelor scade, randamentul crește ușor.	P: 100-350 kW
5	Apus (~18:00-19:00)	Irradianța scade sub pragul minim. Tensiunea DC scade sub 200V. Invertoarele execută secvența de oprire: deconectare de la rețea, descărcare condensatoare, intrare în modul stand-by.	$V_{dc} < 200V$, P stand-by ~3,5W
6	Noapte (19:00-06:00)	Invertoarele în stand-by (consum ~3,5W fiecare). Dataloggerul continuă monitorizarea. Sistemul de supraveghere video și iluminatul perimetral sunt active. Iluminatul operează automat (senzor crepuscular + programator orar).	P gen = 0, CPT ~0,5 kW

Pe lângă ciclul normal descris, invertoarele gestionează automat situațiile excepționale: trecerea norilor (variații rapide de iradianță, compensate de algoritmul MPPT cu timp de răspuns <10s), pierderea rețelei (deconectare anti-insularizare în <200ms, reconectare automată după minim 15 minute de la restabilirea parametrilor normali ai rețelei), variații de frecvență (funcționare continuă în intervalul 47,5-52 Hz, cu capacitate de urmărire

a variațiilor de până la 1 Hz/s) și variații de tensiune (funcționare continuă în intervalul 0,85-1,15 Un).

Producția zilnică estimată variază semnificativ în funcție de sezon: de la cca. 800 kWh/zi în zilele scurte de iarnă (decembrie) până la cca. 2.800 kWh/zi în zilele lungi de vară (iunie-iulie), cu o medie anuală de cca. 1.760 kWh/zi (643 MWh / 365 zile).

4.11. COEXISTENȚA CU ALTE INSTALAȚII

4.8.b.1. INTRODUCERE ȘI CADRU GENERAL

Prezentul subcapitol analizează coexistența centralei electrice fotovoltaice de 400 kW cu instalațiile și rețelele existente sau proiectate în zona amplasamentului (parcelsa CF 55177, Corabia, jud. Olt). Analiza este realizată conform cerințelor HG 907/2016 privind conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice și a normativelor tehnice în vigoare.

Amplasamentul centralei fotovoltaice se află pe un teren extravilan cu suprafața de 9.275 m², proprietatea UAT Orașul Corabia, înscris în CF 55177. Terenul este clasificat ca teren neproductiv, fără construcții existente, fără sarcini sau servituți înscrise în cartea funciară. Topografia este plană, cu cote de nivel între +37,70 m și +38,10 m (Marea Neagră 1975). Parcela este mărginită la sud de DN 54A (drum național) și la nord/est de parcelele 50922 și 55176.

Conform studiului de fezabilitate nr. 14/8077/2023 și avizului tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025, în cea mai mare parte a investiției nu sunt afectate rețelele celorlalți furnizori de utilități care au instalații în zonă. Singura interacțiune semnificativă este cu rețeaua electrică de medie tensiune 20 kV a operatorului de distribuție, unde se realizează racordul centralei conform soluției tehnice din ATR.

4.11.1 COEXISTENȚA CU REȚELE ELECTRICE

Linii electrice aeriene de medie tensiune (20 kV)

În vecinătatea amplasamentului există LEA 20 kV Studina-Corabia, cu racordul 20 kV PTA Sat Tudor Vladimirescu. Stâlpul existent nr. 6 (tip SC 15006) al acestui racord constituie punctul comun de cuplare (PCC) și punctul de delimitare al instalațiilor, conform avizului tehnic de racordare.

Interacțiunea cu LEA 20 kV existentă:

Tip interacțiune	Racordare la rețeaua de distribuție
Punct racordare	Stâlp SC15006 nr.6, RAC 20kV PTA Tudor Vladimirescu
Lucrari pe stâlpul existent	Montare consolă derivație CDV 1100 cu 3×LDI
Stâlp proiectat	SC 15014, la ~5 m de stâlpul existent
Racord aerian proiectat	LEA AI 50/8 mm ² , ~5 m
LES proiectată	A2XS(FL)2Y 3×1×150/25, ~70 m (până la PTAB)
Distanțe de siguranță	Conform PE 107, NTE 003/04/00
Impact asupra rețelei existente	Minim – nu sunt necesare lucrări de întărire

Toate lucrările pe stâlpul existent se vor executa cu acordul și sub supravegherea operatorului de distribuție. Punerea sub tensiune a instalațiilor noi se va face numai după recepția lucrărilor și aprobarea CTE (Comisia Tehnică de Evaluare) a operatorului.

4.8.b.2.2. Rețeaua de distribuție joasă tensiune (0,4 kV)

Pe amplasamentul parcelei CF 55177 nu există rețele de distribuție de joasă tensiune (0,4 kV) aparținând operatorului de distribuție sau terților. În consecință, nu există nicio interacțiune cu rețelele JT existente.

Rețeaua de joasă tensiune internă a centralei (0,4 kV, de la invertoare la TCEF și la PTAB) este integral nou proiectată și nu intersectează nicio instalație existentă. Alimentarea cu energie electrică a serviciilor interne (iluminat, supraveghere, comunicații) se realizează din interiorul centralei, prin transformatorul de servicii interne 20/0,23 kV – 4 kVA din PTAB, fără a necesita o racordare separată la rețeaua JT.

4.11.2. Post de transformare 20/0,4 kV

Postul de transformare PTAB 20/0,4 kV – 630 kVA este un echipament integral nou, proiectat și amplasat în interiorul parcelei CEF. Acesta nu interferează cu niciun post de transformare existent din zonă.

În vecinătatea amplasamentului există PTA (Postul de Transformare Abonat) Sat Tudor Vladimirescu, racordat la LEA 20 kV Studina-Corabia. Racordarea CEF se face pe un RAC 20 kV separat al acestui PTA, astfel încât PTAB-ul proiectat operează independent de PTA-ul existent, fără a împărți echipamente comune. Coordonarea protecțiilor între PTAB proiectat și rețeaua operatorului se realizează conform reglajelor stabilite în ATR și va fi validată prin convenția de exploatare.

4.11.3. COEXISTENȚA CU DRUMURI ȘI CĂI DE ACCES

Drumuri naționale și județene

Parcela CF 55177 este situată în vecinătatea drumului național DN 54A, care constituie limita sudică a amplasamentului și asigură accesul principal către centrala fotovoltaică. Accesul se realizează printr-o poartă de 5,0 m lățime, amplasată pe latura sudică a parcelei, cu racordare la DN 54A.

Instalațiile proiectate nu afectează și nu intersectează corpul drumului național DN 54A. Toate lucrările de construcție se desfășoară în interiorul parcelei CF 55177, la distanță corespunzătoare de limita proprietii. Traseul LES 20 kV și al LEA 20 kV se desfășoară în totalitate pe terenul parcelei sau pe domeniul public adiacent, fără subtraversarea DN 54A.

În cazul în care transporturile agabaritice (transformator 630 kVA, anvelopă PTAB) necesită utilizarea DN 54A, se vor obține autorizațiile de transport necesare de la administratorul drumului și se vor respecta condițiile impuse.

Căi ferate

În zona amplasamentului nu există căi ferate (linii CF) sau instalații feroviare. Cea mai apropiată cale ferată se află la o distanță semnificativă de amplasament, fără nicio interacțiune cu instalațiile proiectate. În consecință, nu sunt necesare avize sau aprobări din partea CFR sau a altor administratori feroviari.

4.11.4. COEXISTENȚA CU REȚELE DE TELECOMUNICAȚII

Rețele de telefonie fixă și fibră optică

Pe amplasamentul parcelei CF 55177 nu au fost identificate rețele de telecomunicații subterane (cabluri de telefonie fixă, fibră optică) sau aeriene (linii telefonice pe stâlpi). Terenul este clasificat ca neproductiv, fără utilități existente.

În faza de execuție, înainte de începerea săpăturilor, se vor realiza sondaje și verificări în teren pentru confirmarea absenței rețelilor subterane. În cazul identificării unor rețele de telecomunicații neevidențiate în documentația cadastrală, se vor lua măsuri de protecție conform normativelor tehnice specifice, cu anunțarea operatorului de telecomunicații.

Antene și stații de bază telefonie mobilă

Pe amplasament sau în vecinătatea imediată nu există antene de telecomunicații sau stații de bază de telefonie mobilă (BTS). Modulele fotovoltaice și echipamentele centralei nu generează interferențe electromagnetice semnificative care ar putea afecta funcționarea echipamentelor de telecomunicații.

Invertoarele sunt prevăzute cu filtre EMC (electromagnetic compatibility) integrate, care limitează emisiile electromagnetice conduse și radiate la nivelurile admise de standardele IEC 61000-6-2 (imunitate) și IEC 61000-6-4 (emisii), asigurând compatibilitatea electromagnetică cu echipamentele din vecinătate.

4.11.5. COEXISTENȚA CU CONDUCTE ȘI REȚELE DE UTILITĂȚI

Rețeaua de distribuție gaze naturale

Pe amplasamentul parcelei CF 55177 și în vecinătatea imediată nu au fost identificate conducte de distribuție gaze naturale (rețea de presiune redusă, medie sau înaltă). Centrala fotovoltaică nu necesită alimentare cu gaze naturale și nu generează interacțiuni cu rețeaua de gaze.

În cazul identificării ulterioare a unor conducte de gaze în zona de lucru, se vor respecta distanțele minime de siguranță conform NTPEE (Norma Tehnică pentru Proiectarea și Executarea Rețelelor de Gaze) și se va solicita avizul operatorului de distribuție gaze naturale.

Rețeaua de alimentare cu apă și canalizare

Pe amplasamentul parcelei CF 55177 nu există rețele de alimentare cu apă potabilă sau canalizare. Centrala fotovoltaică nu necesită aliment cu apă pentru funcționare (modulele fotovoltaice sunt răcite natural, transformatorul ONAN nu necesită răcire cu apă) și nu generează ape uzate.

Scurgerea apelor pluviale se realizează natural, prin infiltrare în sol. Structurile de montaj ale panourilor sunt prevăzute cu înălțimea minimă de 0,70 m de la sol, permițând curgerea liberă a apelor de suprafață sub structuri.

Alte rețele subterane

Verificarea situației rețelelor subterane în zona amplasamentului a fost realizată în cadrul studiului topografic și a documentării cadastrale. Nu au fost identificate alte rețele subterane pe parcela CF 55177, cum ar fi: conducte de termoficare, conducte industriale, cabluri de iluminat public, canale de desecare/irigații sau alte instalații subterane.

Ca măsură de precauție, în faza de execuție se vor realiza sonde de investigație înainte de începerea săpăturilor pentru fundații, șanțuri de cabluri și priză de pământ. Orice rețea subterană identificată va fi protejată conform normativelor specifice, cu notificarea operatorului respectiv.

Sinteza coexistenței cu rețelele de utilități:

Rețea de utilități	Există pe amplasament	Măsuri / Observații
LEA 20 kV (distribuție MT)	DA (vecinătate)	Racordare conform ATR. Consolă CDV 1100 pe stâlp existent. Lucrări sub supravegherea OD.
Rețea JT 0,4 kV	NU	Nicio interacțiune. Rețeaua JT internă este integral proiectată.
Post transformare existent	NU (vecinătate)	PTAB proiectat operează independent. Coordonare protecții prin ATR.

Drumuri naționale (DN 54A)	DA (adiacent)	Acces principal. Lucrari nu afectează corpul drumului.
Căi ferate	NU	Nicio interacțiune.
Telefonie fixă / fibră optică	NU	Sondaje de verificare în faza de execuție.
Antene / BTS telefonie mobilă	NU	Invertoare cu filtre EMC integrate.
Gaze naturale	NU	Nicio interacțiune.
Apă potabilă / canalizare	NU	CEF nu necesită alimentare cu apă.
Alte rețele subterane	NU	Sondaje de investigare în faza de execuție.

4.11.6. COEXISTENȚA CU CLĂDIRI ȘI CONSTRUCȚII ÎNVECINATE

Construcții existente pe amplasament

Pe parcela CF 55177 nu există construcții de nicio natură. Terenul este în prezent neamenajat, clasificat ca teren extravilan neproductiv, liber de orice construcție, vegetație arboricolă sau obstacol care ar putea interfera cu instalațiile proiectate. Această situație favorabilă permite amplasarea optimă a structurilor fotovoltaice și a echipamentelor auxiliare fără restricții impuse de construcții preexistente.

Construcții învecinate

Parcela CF 55177 este mărginită de următoarele proprietăți și construcții învecinate:

La nord / nord-est	Parcele 50922 și 55176 – terenuri agricole/neproductive
La sud	DN 54A (drum național) – acces principal
La vest	Teren extravilan neproductiv
La est	Teren extravilan, în vecinătatea localității

Nu există clădiri de locuit sau construcții cu destinație industrială în imediata vecinătate a amplasamentului care ar putea fi afectate de funcționarea centralei fotovoltaice. Centrala nu generează zgomote (lipsa pieselor în mișcare), emisii gazoase sau vibrații în timpul funcționării. Transformatorul din PTAB are un nivel de zgomot de 55 dB(A) la 1 m, mult sub limita admisă pentru zone rezidențiale (65 dB(A) ziua conform STAS 10009/2017).

Împrejmuirea perimetrală cu plasă bordurată (H=2,0 m) asigură separarea fizică între centrala fotovoltaică și proprietățile învecinate, prevânind accesul neautorizat. Panouri de avertizare "Pericol de electrocutare" sunt montate pe împrejmuire conform planșei IE30.

Analiza de umbrire

Analiza de umbrire a fost realizată pentru a verifica că nu există obstrucții în vecinătate care ar putea genera umbre pe modulele fotovoltaice și, reciproc, că structurile centralei nu generează umbre semnificative pe proprietățile vecine.

A. Umbrirea modulelor FV de către obiecte exterioare:

Amplasamentul beneficiază de condiții favorabile din punct de vedere al umbririi. Terenul este plan, fără vegetație arboricolă, fără construcții înalte în vecinătate și fără obstacole naturale (dealuri, stânci) care ar putea proiecta umbre pe câmpul fotovoltaic.

Orizontul solar este liber pe toate direcțiile relevante (Est-Sud-Vest), asigurând expunerea maximă la radiația solară pe întreaga durată a zilei.

B. Umbrirea inter-rând (auto-umbrire):

Distanța inter-rând între structurile de panouri a fost calculată pe baza analizei de umbre la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când soarele atinge înălțimea minimă la zenit. Parametrii de calcul: latitudine 43,82°N, unghiul minim de elevație solară la amiază în solstițiu (22,55°), înălțimea structurilor (~3,70 m margine superioară), înclinația 33°.

Distanța inter-rând proiectată de ~6,50 m asigură că la ora 10:00 în ziua solstițiului de iarnă, umbrele proiectate de rândul anterior nu ating marginea inferioară a rândului următor. Această abordare acceptă o umbrire parțială minorie în orele matinale/serale ale lunilor de iarnă, dar asigură o densitate optimă de amplasare a modulelor pe suprafața disponibilă.

C. Efectul umbririi structurilor CEF asupra proprietăților vecine:

Structurile fotovoltaice au o înălțime maximă de ~3,70 m de la sol (marginea superioară). Umbra maximă proiectată la solstițiul de iarnă (ora 12:00, elevație solară 22,55°) este de cca. 8,9 m în direcția nord. Toate structurile sunt amplasate la distanțe mai mari de 3 m de limitele proprietății, iar umbrele proiectate rămân în interiorul perimetrului parcelei chiar și în condițiile cele mai nefavorabile (rândurile cele mai nordice). În consecință, centrala fotovoltaică nu generează umbre pe proprietățile vecine.

Parametri analiză umbrire:

Latitudine amplasament	43,82°N
Elevație solară minimă (solstițiu, ora 12:00)	22,55°
Înălțime maximă structură	~3,70 m
Înclinație module	33°
Distanță inter-rând proiectată	~3,50 m
Orizont solar	Liber pe direcțiile E-S-V
Obstacole externe	Nu există
Umbra maximă pe vecini	Nu depășește limita proprietății

4.12. CIRCULAȚIA PUTERII ÎN SITUAȚIA PROIECTATĂ

Prezentul capitol analizează în detaliu circulația puterii în instalația proiectată a centralei electrice fotovoltaice (CEF) de 400 kW din Orașul Corabia, județul Olt, atât în regim normal de funcționare cât și în diverse scenarii de avarie. Analiza cuprinde parametrii echipamentelor principale, descrierea regimului de funcționare prosumator cu fluxuri bidirecționale de putere, scenariile de circulație a puterii pe parcursul ciclului diurn, regimul de avarie cu șase scenarii de defect, bilanțul energetic anual al instalației și coordonarea protecțiilor pentru gestionarea fluxurilor de putere.

Centrala fotovoltaică funcționează în regim de prosumator conform Legii nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile, cu posibilitatea injectării surplusului de energie în rețeaua de distribuție a operatorului DEO (Distribuție Energie Oltenia S.A.). Fluxul de putere este bidirecțional: în perioadele în care producția CEF depășește consumul instantaneu al locurilor de consum ale UAT Corabia, excedentul se injectează în rețeaua de 20 kV; în perioadele în care consumul depășește producția (sau noaptea), deficitul se preia din SEN.

Energia injectată în rețea și energia preluată din rețea sunt măsurate de contorul electronic bidirecțional dublu sens, tip Converge, amplasat în celula de măsură a PTAB, în proprietatea DEO, conform cerințelor avizului tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025. Compensarea energetică se realizează conform reglementărilor ANRE în vigoare.

4.12.1 PARAMETRII ECHIPAMENTELOR PRINCIPALE

Tabelul următor prezintă parametrii principali ai echipamentelor instalației, relevanți pentru analiza circulației puterii:

Putere instalată DC (generator FV)	467,28 kWp (792 module × ≥590 Wp monocristaline)
Putere instalată AC (invertoare)	400 kW (4 invertore × 100 kW nominali)
Putere instalată (conform ATR)	min(DC, AC) = 400 kW
Raport DC/AC (supradimensionare)	467,28 / 400 = 1,168 (supradimensionare 16,8%)
Tensiune nominală AC ieșire invertore	400 V, 3F+N+PE, 50 Hz
Curent nominal per inverter (la 400V)	$I_n = 100.000 / (1,732 \times 400) = 144,4 \text{ A}$
Curent maxim per inverter	$I_{max} = 160,4 \text{ A}$ (suprasarcină 111%)
Curent total nominal TCEF	$4 \times 144,4 = 577,6 \text{ A}$
Transformator de putere	630 kVA, 20/0,4 kV, Dyn5, ulei mineral
Tensiune nominală MT	20 kV (domeniu exploatare 17-22 kV cf. ATR)
Curent nominal MT (la P=400 kW)	$I_{MT} = 400 / (\sqrt{3} \times 20) = 11,55 \text{ A}$
Factor de putere reglabil invertore	$\cos\phi = 0,8$ inductiv ... 0,8 capacitiv
Randament maxim inverter	98,6% (la 400 Vac)
Randament transformator (la $\beta=0,635$)	99,35%
THD maxim curent AC	< 3%
Topologie inverter	Fără transformator (Transformerless)
Stocare energie	Nu este prevăzută
Mod funcționare	Prosumator cf. Legii 11/2024, bidirecțional
Producție estimată anuală	~643 MWh/an (PR=84,71%)
Consum mediu anual UAT Corabia	992,9 MWh/an

Puterea instantanee disponibilă a generatorului FV depinde de iradianța solară și de temperatura modulelor. La iradianță nominală (1.000 W/m², STC), puterea DC disponibilă este de 467,28 kWp, iar puterea AC maximă este limitată de invertore la 400 kW. La iradianțe parțiale, producția scade proporțional:

$$P_{AC}(G) = G/1000 \times 467,28 \times \eta_{inv} \times (1 - pierderi_{sistem}) \text{ [kW]}$$

unde: G = iradianța solară globală în planul modulelor [W/m^2], η_{inv} = randamentul invertorului (~98,6%), $pierderi_sistem$ = pierderi cabluri, mismatch, praf etc. (~2-5%).

Consumul propriu tehnologic (CPT) al centralei include: consum stand-by invertoare ($\leq 3,5 W \times 4 = 14 W$ noaptea), SmartLogger (~15 W), sistem supraveghere video (~80 W), iluminat perimetral (~300 W activ noaptea), ventilație TCEF/PTAB (~200 W în sezoanele calde). CPT total: ~0,3-0,6 kW ziua, ~0,4-3,5 kW noaptea (cu iluminat perimetral activ).

4.12.2 REGIMUL DE FUNCȚIONARE PROSUMATOR

Centrala fotovoltaică CEF Corabia funcționează în regim de prosumator, conform Legii nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile și reglementărilor ANRE aferente. Acest regim presupune fluxuri bidirecționale de putere prin punctul comun de cuplare (PCC), după cum urmează:

$$P_{net} = P_{CEF} - P_{consum}$$

Dacă $P_{net} > 0 \rightarrow$ Surplus $\rightarrow$ Injectare în rețea (export)

Dacă $P_{net} < 0 \rightarrow$ Deficit $\rightarrow$ Preluare din rețea (import)

Dacă $P_{net} = 0 \rightarrow$ Echilibru $\rightarrow$ Autoconsum integral

Spre deosebire de un sistem cu limitare de putere (tip zero export), centrala de la Corabia funcționează la capacitate maximă ori de câte ori condițiile de iradianță permit, iar surplusul de energie se injectează în rețeaua de distribuție 20 kV. Aceasta înseamnă că întreaga producție solară este valorificată – fie prin autoconsum direct, fie prin injecție în rețea cu compensare energetică. Nu există pierderi de clipping (limitare artificială a producției).

Componente relevante pentru gestionarea fluxurilor bidirecționale:

Contor bidirecțional (celula măsură PTAB)	Contor electronic dublu sens, tip Converge, cl. 0,2S, cu curbă de sarcină, interfață serială și modem GSM, montaj indirect cu reductori 15/5/5A și $20/\sqrt{3} / 0,1/\sqrt{3}$ kV. Proprietate DEO. Măsoară separat energia livrată (E+) și energia primită (E-).
Smart Meter intern (TCEF)	Power Meter tip DTSU666-HW sau echivalent, montat pe bară Q0 a TCEF, cu $3 \times TC 630/5A$. Măsoară P, Q, U, I, f, $\cos\phi$ în timp real. Transmite date către SmartLogger prin RS485.
SmartLogger 3000A	Dispozitiv central de colectare și monitorizare, amplasat în TCEF. Colectează date de la Power Meter, invertoare și senzori meteo prin RS485. Transmite date către platforma cloud FusionSolar prin Ethernet/4G.
Comunicație SmartLogger $\rightarrow$ Invertoare	Magistrală RS485 dedicată (cablu SFTP $2 \times 2 \times 0,75$ mm ² ecranat), protocol Modbus RTU. SmartLogger colectează date de producție și stare de la invertoare.
Comunicație SmartLogger $\rightarrow$ Cloud	Ethernet/4G (SDongle) către platforma FusionSolar pentru monitorizare la distanță, raportare producție, alarme, diagnosticare.
Analizor calitate energie (PCC)	Conform cerințelor ATR, CEF va fi monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în PCC pe durata testelor.

Protecție anti-insularizare

Integrată în invertoare, deconectare <200ms la pierdere rețea, conf. Ord. ANRE 228/2018.

Invertoarele funcționează permanent la punctul de maximă putere (MPPT) corespunzător iradianței disponibile, fără nicio limitare artificială a puterii de ieșire. Puterea generată se propagă prin TCEF, transformatorul 630 kVA și rețeaua MT până la PCC, unde se combină cu fluxul de putere din/către SEN în funcție de balanța instantanee producție-consum.

Contorul bidirecțional din celula de măsură a PTAB înregistrează separat energia importată din rețea (E+, în kWh) și energia exportată către rețea (E-, în kWh). Compensarea energetică între energia exportată și cea importată se realizează conform reglementărilor ANRE specifice prosumatorilor, prin intermediul furnizorului de energie electrică.

4.12.3. CIRCULAȚIA DE PUTERE – REGIM NORMAL DE FUNCȚIONARE

Se analizează patru scenarii reprezentative de funcționare normală, corespunzătoare diferitelor combinații de nivel de consum al UAT și de producție CEF. Fiecare scenariu descrie direcția și magnitudinea fluxurilor de putere în fiecare segment al instalației, inclusiv sensul fluxului prin PCC (import sau export).

Scenariul N1: Consum maxim + CEF maxim (zi senină, ora 12:00)

Acest scenariu corespunde unei zile senine de vară (iunie-iulie), în jurul amiezii (ora 12:00 solar), când atât producția CEF cât și consumul UAT sunt la valori maxime. Toate obiectivele publice sunt în funcțiune completă: climatizări la sarcină maximă, iluminat interior, echipamente birou, pompe de apă, sisteme frigorifice în cantinele și grădinițele UAT.

Iradianța solară globală în planul modulelor este de ~1.000 W/m², temperatura celulei ~55°C. Producția DC este de ~430 kW (467,28 kWp × 0,92 factor temperatură), iar producția AC este limitată de invertore la ~400 kW. După pierderile în cabluri și transformator, puterea disponibilă la PCC este de ~380 kW.

Parametru	Valoare	Direcție flux putere	Observații
Iradianță solară (G)	~1.000 W/m ²	Incident → Module FV	STC, zi senină vară
Producție DC (P_DC)	~430 kW	Module → Invertoare	Limitat de temp. celulă 55°C
Producție AC brută (P_AC_inv)	~400 kW	Invertoare → TCEF	Limitat la Pn invertoare
P disponibilă la PCC (P_CEF)	~380 kW	TCEF → PTAB → PCC	După pierderi cabluri+trafo
Consum UAT instant (P_consum)	~250 kW	PCC → Locuri consum	Vârf consum diurn vară
Autoconsum direct	~250 kW	CEF → Consum UAT	Acoperire 100% consum
Surplus injectat în rețea	~130 kW	CEF → PCC → SEN (EXPORT)	380 – 250 = 130 kW export

Analiză flux: În acest scenariu, întreaga producție CEF de ~380 kW este valorificată: ~250 kW sunt consumate direct de locurile de consum UAT (autoconsum), iar surplusul de ~130 kW este injectat în rețeaua de distribuție 20 kV prin PCC. Fluxul prin transformatorul PTAB este unidirecțional (de la JT la MT), iar contorul bidirecțional din celula de măsură înregistrează energia exportată pe registrul E(-). Toate cele 4 invertoare funcționează la capacitate maximă MPPT.

Scenariul N2: Consum mediu + CEF maxim (zi senină, ora 13:00)

Scenariu corespunzător unei zile senine de vară, la ora 13:00, cu iradianță maximă dar consum UAT mediu (pauză de prânz, obiective publice cu personal redus, climatizări la nivel mediu).

Parametru	Valoare	Direcție flux putere	Observații
Producție AC disponibilă (P_CEF)	~395 kW	CEF → PCC	Vârf iradianță, 4 inv. la Pn
Consum UAT (P_consum)	~150 kW	PCC → Locuri consum	Consum mediu diurn
Autoconsum direct	~150 kW	CEF → Consum UAT	Acoperire 100% consum
Surplus injectat în rețea	~245 kW	CEF → PCC → SEN (EXPORT)	395 – 150 = 245 kW export
P preluată din SEN	0 kW	–	Import zero

Analiză flux: Scenariul N2 este cel cu exportul maxim (~245 kW). Această situație apare în zilele senine de vară în orele de vârf solar, când consumul UAT este relativ scăzut. Exportul de ~245 kW reprezintă ~62% din producția CEF și este înregistrat de contorul bidirecțional pentru compensare energetică ulterioară. În regim prosumator, această energie nu este pierdută, ci compensează importul din perioadele fără producție solară (noapte, iarnă).

Scenariul N3: Consum redus + CEF parțial (zi înnorată)

Scenariu corespunzător unei zile parțial înnorate de toamnă/primăvară, cu iradianță medie (~350 W/m²) și consum UAT moderat. Acesta este scenariul tipic pentru o parte semnificativă din orele de funcționare anuală a centralei.

Parametru	Valoare	Direcție flux putere	Observații
Producție AC disponibilă (P_CEF)	~130 kW	CEF → PCC	~33% din Pn
Consum UAT (P_consum)	~180 kW	SEN+CEF → Consum	Consum moderat
Autoconsum direct	~130 kW	CEF → Consum UAT	100% producție autoconsumată
Deficit preluat din SEN	~50 kW	SEN → PCC → Consum (IMPORT)	180 – 130 = 50 kW import
Surplus injectat	0 kW	–	Export zero (P_CEF < P_consum)

Analiză flux: În scenariul N3, întreaga producție CEF (~130 kW) este autoconsumată direct, iar deficitul de ~50 kW este importat din SEN. Fluxul de putere prin PCC este

unidirecțional SEN → Consum (import net). Contorul bidirecțional înregistrează importul pe registrul E(+). Invertoarele funcționează la capacitate MPPT maximă corespunzătoare iradianței disponibile.

Scenariul N4: Consum minim nocturn (fără CEF)

Noaptea (ora 22:00-06:00), CEF nu produce energie (iradianță solară zero). Întregul consum al UAT Corabia este alimentat din SEN. Consumul nocturn este redus, compus din iluminat public, sisteme de pază/alarmare, stația de pompare (funcționare intermitentă) și consumul de stand-by al echipamentelor.

Parametru	Valoare	Direcție flux putere	Observații
Producție CEF (P_CEF)	0 kW	–	Noapte, invertoare stand-by
Consum UAT nocturn	~50-80 kW	SEN → Consum (IMPORT)	Iluminat public, pază
CPT al CEF (consum propriu)	~3-5 kW	SEN → CEF	Stand-by inv., video, iluminat perim.
P totală import din SEN	~53-85 kW	SEN → PCC → UAT+CEF	100% alimentare din SEN

Analiză flux: Fluxul nocturn este exclusiv unidirecțional SEN → Consum (import). Energia importată noaptea este compensată (parțial sau total) de energia exportată în cursul zilei, conform mecanismului de compensare energetică prevăzut de Legea 11/2024.

Sinteza regim normal de funcționare

Scen.	Perioadă	P_CEF	P_cons.	Autocons.	Export	Import	Observații
N1	Zi vară 12:00	380 kW	250 kW	250 kW	130 kW	0 kW	Surplus → rețea
N2	Zi vară 13:00	395 kW	150 kW	150 kW	245 kW	0 kW	Export maxim
N3	Zi înnorată	130 kW	180 kW	130 kW	0 kW	50 kW	Deficit → SEN
N4	Noapte	0 kW	65 kW	0 kW	0 kW	65 kW	100% import SEN

Concluzie regim normal: Fluxul de putere prin PCC alternează între import și export în funcție de balanța producție-consum. În zilele senine de vară, surplusul poate atinge ~245 kW (62% din producția CEF), iar noaptea importul este de ~50-85 kW. Întreaga producție solară este valorificată, fie prin autoconsum direct, fie prin injecție în rețea cu compensare energetică ulterioară. Nu există pierderi de clipping (limitare artificială a producției).

4.12.4. CIRCULAȚIA DE PUTERE – REGIM DE AVARIE

Se analizează comportamentul centralei fotovoltaice în șase scenarii de avarie reprezentative. Pentru fiecare scenariu se descriu: cauza avariei, mecanismul de detecție, acțiunile automate ale protecțiilor, impactul asupra circulației puterii și procedura de repunere în funcțiune.

. Avaria A1: Pierdere rețea MT (întrerupere alimentare OD)

Cauza: Defect în rețeaua de distribuție OD (scurtcircuit pe LEA 20 kV Studina-Corabia, cădere stâlp, acționare protecții amonte), rezultând întreruperea alimentării cu energie electrică de la SEN.

Dectecție	Protecția anti-insularizare a invertoarelor (ΔU , Δf , df/dt , impedanța rețea)
Timp de acționare	< 200 ms (conform EN 62109-2 și Ord. ANRE 228/2018)
Acțiune invertoare	Deconectare imediată, trecere în stand-by, DC Switch deschis
Acțiune celula sosire PTAB	Separator deschis automat (releu $U_{min} < 17 \text{ kV} / 3,2s$)
Flux putere post-avarie	$P_{CEF} = 0$, $P_{SEN} = 0$, $P_{consum} = 0$ (fără alimentare)
Risc insularizare	ELIMINAT – invertoarele se deconectează în <200 ms
Reconectare	Automată, după min. 60s de la restabilirea parametrilor normali rețea, cu rampă creștere 10% P_n /min

Avaria A2: Defect transformator PTAB

Cauza: Defect intern transformator 630 kVA (scînteiere, supratem-peratură ulei, suprapresiune internă). Avarie rară dar gravă.

Dectecție	Releu DGPT2 (gaz/presiune/temperatură) – 2 trepte (alarmă + declanșare)
Acțiune primară	Declanșare întrerupătoare celula trafo MT + celula sosire MT
Acțiune secundară	Invertoarele pierd tensiunea AC → oprire automată (anti-insularizare)
Flux putere	$P_{CEF} = 0$; locuri consum UAT alimentate direct din SEN (pe circuitele proprii)
Repunere	Reparare/înlocuire transformator, verificare izolație, probe, PIF parțial

Avaria A3: Defect cablu PTAB-TG (scurtcircuit sau întrerupere)

Cauza: Defect pe 3×ACYAbY 3×240+120 mm² între TDJT (PTAB) și TCEF.

Scurtcircuit	Declanșare Q0 MCCB 630A/50kA (protecție supracurent), $I''k \sim 14,8 \text{ kA}$
Întrerupere cablu	Pierdere tensiune la TCEF, invertoarele se opresc automat ($U <$)
Selectivitate	Q0 declanșează selectiv față de TDJT
Flux putere	$P_{CEF} = 0$, consum UAT alimentat din SEN pe circuitele directe

Repunere

Înlocuire cablu defect, măsurare izolație, probă tensiune, reconectare

Avaria A4: Defect inverter CEF

Cauza: Defect intern la unul din cele 4 invertore (supratemperatură, defect IGBT, defect izolație DC). Frecvența medie: 2-5% pe an per inverter.

Detectie	Autodiagnostic intern + alarme FusionSolar APP + LED indicator
Acțiune automată	Inverterul defect se deconectează (DC Switch deschis + releu AC)
Protecție externă	Q2/Q3/Q4/Q5 MCCB 200A/25kA (dacă supracurent AC)
Impact capacitate	Reducere cu 100 kW (25%) → 3 inv. × 100 kW = 300 kW disponibili
Flux putere	Producție redusă la max. 300 kW; surplus/deficit față de consum se modifică corespunzător
Repunere	Diagnostic, înlocuire/reparare inverter, reconectare, test PIF parțial

Avaria A4 este singura avarie în care centrala continuă să producă energie (cu capacitate redusă la 75%). Cele 3 invertore rămase funcționează independent, fiecare pe circuitul său propriu protejat de MCCB dedicat (Q2-Q5). Balanța import/export se ajustează automat: dacă anterior se exporta 130 kW (N1), după pierderea unui inverter surplusul scade la ~30 kW.

Avaria A5: Defect cablu TG-TCEF

Cauza: Defect pe un cablu AC de la TCEF către inverter (ACYAbY 3×150+70). Efectul este similar cu A4.

Scurtcircuit pe cablu	Declanșare Q2/Q3/Q4/Q5 MCCB 200A/25kA (selectiv)
Înterupere cablu	Inverterul pierde tensiunea AC și se oprește ($U <$)
Selectivitate	Q2-Q5 (200A) declanșează înainte de Q0 (630A) – amperometrică
Impact	Pierdere 1 inverter (100 kW), celelalte 3 funcționează normal
Repunere	Înlocuire cablu, verificare izolație, reconectare

Avaria A6: Defect sistem monitorizare (SmartLogger / comunicație)

Cauza: Defect SmartLogger, pierdere comunicație RS485 între datalogger și invertore, defect Power Meter. Această avarie afectează exclusiv funcțiile de monitorizare și raportare, fără impact direct asupra producției de energie.

Defect SmartLogger	Pierdere funcție monitorizare/raportare. Invertorele continuă să funcționeze autonom.
Pierdere comunicație RS485	Invertorele funcționează independent (MPPT autonom). Pierdere acces la diagnosticare.

Defect Power Meter	Pierdere măsurare internă. Contorul OD din PTAB rămâne funcțional (circuit independent).
Impact producție	ZERO – invertoarele funcționează autonom, producția nu este afectată
Impact monitorizare	Pierdere date FusionSolar, pierdere alarme la distanță, pierdere diagnostic I-V Curve
Flux putere	Neschimbat – invertoarele produc la capacitate MPPT, balanța import/export continuă normal
Repunere	Diagnosticare și reparare comunicație/SmartLogger/Power Meter. Prioritate medie.

Observație: În regim prosumator (fără limitare de putere), defectul sistemului de monitorizare nu afectează producția și nici circulația puterii. Invertoarele sunt proiectate să funcționeze autonom, cu MPPT independent și protecții integrate. Totuși, pierderea monitorizării reduce capacitatea de diagnosticare și prevenție a defectelor, motiv pentru care se recomandă remediarea rapidă.

Sinteza regim de avarie

Cod	Avarie	P_CEF	Protecție principală	Impact UAT	Gravitate
A1	Pierdere rețea MT	0 kW	Anti-insularizare <200ms	Fără alimentare totală	Majoră
A2	Defect transformator	0 kW	DGPT2 + într. MT	Fără CEF, UAT din SEN	Majoră
A3	Defect cablu PTAB-TCEF	0 kW	Q0 MCCB 630A/50kA	Fără CEF	Medie
A4	Defect 1 inverter	300 kW	Autodiagnostic + Q2-Q5	Redus (-25% capacitate)	Minoră
A5	Defect cablu inverter	300 kW	Q2-Q5 MCCB selectiv	Redus (-25% capacitate)	Minoră
A6	Defect monitorizare	400 kW	– (inv. autonome)	Fără impact energetic	Scăzută

Concluzie avarii: Protecția anti-insularizare integrată în invertoare (<200 ms) este mecanismul principal care previne funcționarea nesupravegheate a CEF pe rețeaua izolată. La avarii parțiale (A4, A5), centrala continuă funcționarea cu capacitate redusă (75%). Avaria A6 (monitorizare) nu afectează producția datorită funcționării autonome a invertoarelor.

4.12.5 BILANȚUL ENERGETIC AL INSTALAȚIEI

Estimare producție CEF

Producția brută estimată a CEF a fost calculată pe baza datelor climatice locale (iradianță globală în planul modulelor la înclinare 33° sud: ~1.458 kWh/m²/an, date PVGIS/JRC) și a performanței sistemului (Performance Ratio PR = 84,71%).

$$E_{\text{producție}} = P_{\text{peak}} \times \text{HSP} \times \text{PR} = 467,28 \times 1,458 \times 0,8471 \approx 577 \text{ MWh/an}$$

În regim prosumator, întreaga energie produsă este valorificată – fie prin autoconsum direct, fie prin injecție în rețea cu compensare energetică. Nu există pierderi de clipping (limitare artificială a producției). Producția netă (după scăderea consumului propriu tehnologic al CEF de ~12-15 MWh/an) este:

$$E_{\text{netă}} = E_{\text{brută}} - E_{\text{CPT}} = 577 - 14 \approx 563 \text{ MWh/an}$$

Această valoare este consistentă cu indicatorii din Anexa 8 (producție medie anuală: 582,91 MWh/an) și cu nota de pe IE16 (~600 MWh/an).

Estimare consum și acoperire CEF

Consumul total al UAT Corabia este de 992,9 MWh/an (conform documentației de proiect), distribuit pe 136 locuri de consum. O parte din producția CEF este consumată direct (autoconsum – în orele de producție solară), iar restul este injectată în rețea și compensată energetic.

Consum total UAT Corabia	992,9 MWh/an
Producție netă CEF	~563 MWh/an
Energie autoconsumată direct	~340 MWh/an (estimat ~60% din producție)
Energie exportată în rețea	~223 MWh/an (estimat ~40% din producție)
Grad acoperire consum (cu compensare)	$563 / 992,9 = 56,7\%$
Energie importată din SEN (net)	$992,9 - 563 = \sim 430 \text{ MWh/an}$
Reducere emisii CO ₂	$563 \times 0,584 = \sim 329 \text{ tone CO}_2/\text{an}$
Producție specifică netă	$563 / 467,28 = 1.205 \text{ kWh/kWp/an}$
Factor de capacitate net	$563.000 / (400 \times 8.760) = 16,1\%$

Bilanț de putere pe diferite perioade

Tabelul următor prezintă bilanțul energetic lunar estimat, cu defalcarea pe producție, autoconsum, export, import și gradul de acoperire:

Luna	E_prod MWh	E_autocons MWh	E_export MWh	E_cons MWh	E_import MWh	Acop. %	Self-cons %	Self-suff %	PR %
Ian	25,8	20,5	5,3	95,0	74,5	27,2%	79%	22%	82%
Feb	33,2	24,8	8,4	85,0	60,2	39,1%	75%	29%	83%
Mar	52,5	34,0	18,5	82,0	48,0	64,0%	65%	41%	84%
Apr	62,0	37,0	25,0	72,0	35,0	86,1%	60%	51%	85%
Mai	72,8	40,5	32,3	70,0	29,5	104%*	56%	58%	85%
Iun	76,5	42,0	34,5	78,0	36,0	98,1%	55%	54%	86%
Iul	78,0	44,0	34,0	85,0	41,0	91,8%	56%	52%	86%
Aug	70,5	41,0	29,5	82,0	41,0	86,0%	58%	50%	85%
Sep	54,2	35,0	19,2	75,0	40,0	72,3%	65%	47%	85%
Oct	37,5	28,0	9,5	80,0	52,0	46,9%	75%	35%	84%

Nov	22,0	18,0	4,0	88,0	70,0	25,0%	82%	20%	82%
Dec	19,5	16,5	3,0	95,9	79,4	20,3%	85%	17%	81%
TOTAL	604,5	381,3	223,2	987,9	606,6	61,2%	63%	39%	84,7%

*Luna mai: Producția CEF (72,8 MWh) depășește consumul UAT (70 MWh), rezultând un surplus net care se compensează cu importul din alte luni.

Definiții indicatori: Self-consumption ratio (SCR) = $E_{\text{autoconsumată}} / E_{\text{produsă}}$ (cât din producție se consumă direct); Self-sufficiency ratio (SSR) = $E_{\text{autoconsumată}} / E_{\text{consum}}$ (cât din consum este acoperit de producția proprie autoconsumată direct). Gradul de acoperire (cu compensare) = $E_{\text{produsă}} / E_{\text{consum}}$ (include și energia exportată compensată).

4.12.6. PROTECȚII ȘI COORDONARE PENTRU GESTIONAREA FLUXURILOR DE PUTERE

Ierarhia protecțiilor

Sistemul de protecții este organizat ierarhic pe 4 niveluri, de la punctul de cuplare cu rețeaua până la modulele FV. În regim prosumator, rolul principal al protecțiilor este de a asigura deconectarea rapidă a CEF la defecte de rețea (prevenirea insularizării) și izolarea selectivă a circuitelor interne în defect.

Nivel	Localizare	Protecții principale	Funcție	Reglaje / Sursa
1	Celula sosire MT	$I_{>>}$: 150A/0,25s; $I_{>}$: 20A/0,7s; SEF: 6A/5s; $U_{\min}$: 17kV/3,2s; $U_{\max}$: 22kV/3,2s; $f_{\min}$: 47,5Hz/0,5s; $f_{\max}$: 52Hz/0,5s; RAR anulat	Interfață SEN, anti-insularizare MT, protecție la defecte rețea	Conform ATR
2	Celula trafo MT	$I_{>>}$: 150A/0,1s; $I_{>}$: 20A/0,5s; DGPT2 (2 trepte); SEF anulată	Protecție transformator, selectivitate cronometrică cu Nivel 1 ($\Delta t=0,15s$)	Conform ATR
3	TCEF (JT 400V)	Q0 MCCB 4P A/50kA; Q2-Q5 MCCB 4P 200A/25kA; SPD Tip 1+2 AC; F1-F4 fuz. 125A gG	Protecție supracurent JT, izolare selectivă circuite inv., supratensiuni	Select. amperometrică
4	Invertoare	3×DC Switch; SPD DC/AC Tip II; AFCI; RCMU 300mA; Anti-insularizare; Riso; Smart I-V Curve	Protecție DC, arc, curent rez., izolație, insularizare, diagnostic	IEC 62109-1/2

Protecții integrate în invertoare

Invertoarele integrează un set complet de protecții certificate conform IEC 62109-1/-2, esențiale pentru funcționarea sigură în regim prosumator cu fluxuri bidirecționale:

Anti-insularizare	Deconectare <200ms la pierdere rețea. Metode: pasivă (U, f, df/dt) + activă (injecție curent reactiv). OBLIGATORIE conf. ANRE 228/2018.
Factor putere reglabil	$\cos\phi = 0,8_{ind} \dots 0,8_{cap}$, pentru stabilizare tensiune în PCC la injecție. Configurabil prin SmartLogger/FusionSolar.
Răspuns la variații frecvență	Funcționare continuă 47,5-52 Hz; reducere putere la depășire; oprire sub 47,0 / peste 52,5 Hz.
Răspuns la variații tensiune	Funcționare 85-115% U_n ; oprire automată la depășire. Previne supratensiuni la export maxim.
Rampă de creștere putere	Configurabilă (tipic 10% P_n /min). Previne perturbații rețea la pornire/reconectare.
MPPT inteligent	10 MPPT-uri independente per invertor. Tracking continuu, răspuns <10s.
AFCI (detecție arc DC)	Detectare arc serie DC pe stringuri, oprire imediată. Previne incendii.
RCMU (curent rezidual)	Deconectare la curent rezidual >300mA. Înlocuiește RCD extern.
Monitorizare izolație DC	Riso > 33 k Ω /kWp măsurare continuă. Deconectare la defect izolație.
Smart I-V Curve Scan	Diagnosticare stringuri: detectare mismatch, hotspot, degradare. Raport FusionSolar.

4.13. SECȚIONĂRI ALE CONDUCTOARELOR ÎN AXUL LINIEI

Prezentul capitol analizează secționările conductoarelor din instalația electrică a centralei fotovoltaice de 400 kW, identificând locurile de secționare, motivele tehnice ale acestora și precizările privind lungimile minime de conductor pe tamburi. Analiza se referă atât la racordul de medie tensiune (LEA 20 kV și LES 20 kV) cât și la rețeaua de joasă tensiune și circuitele de curent continuu ale centralei.

Conform principiului de bază al proiectării, numărul secționărilor conductoarelor a fost redus la minimul tehnologic strict necesar, evitându-se orice secționare care nu este impusă de condiții constructive, de schimbarea tipului de pozare sau de amplasarea echipamentelor de protecție și secționare.

4.13.1. RACORDUL AERIAN LEA 20 kV

Descrierea traseului LEA 20 kV

Racordul aerian de medie tensiune LEA 20 kV realizează legătura între rețeaua de distribuție existentă a DEO și stâlpul de trecere LEA/LES din incinta CEF. Conform avizului tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025 și planșei IE28, traseul LEA 20 kV este următorul:

Punct de plecare	Stâlp existent nr. 6, tip SC 15006, din RAC 20 kV PTA Sat Tudor Vladimirescu, LEA 20 kV Studina-Corabia (proprietate DEO)
Punct de sosire	Stâlp nr. 1 proiectat, tip SC 15014, echipat cu consolă CIT 140, separator tripolar STEPno 20 kV/31,5 kA/200 A, descărcători ZnO 20 kV, priză pământ $R_p < 4\Omega$
Lungime racord aerian	~5 m (cinci metri)
Conductor	Frunie de aluminiu f.Al. secțiunea 50/8 mm ² (conform ATR)
Tip stâlp existent (nr. 6)	SC 15006, echipat cu consolă de derivație CDV 1100 și 3×LDI (proiectat)
Tip stâlp proiectat (nr. 1)	SC 15014, fundație turnată, priză pământ $R_p < 4\Omega$
Deschidere	~5 m (deschidere scurtă, fără săgeți semnificative)

Secționări pe LEA 20 kV

Racordul aerian LEA 20 kV are o lungime de numai ~5 m, ceea ce înseamnă o singură deschidere între doi stâlpi, fără stâlpi intermediari. În consecință, pe traseul propriu-zis al LEA nu există nicio secționare a conductorului. Conductorul se desfășoară continuu de la clemă de legătură pe stâlpul nr. 6 existent până la clemă de legătură pe stâlpul nr. 1 proiectat.

Nr.	Loc secționare	Tip secționare	Motivul secționării	Observații
1	Stâlp nr. 6 (existent SC 15006)	Clemă de legătură	Punct de racordare la LEA existentă (punct de delimitare). Legătură dublă de întindere cu izolatoare ceramice	Punct de delimitare DEO/Beneficiar. Cleme tip presă Al.

			(3×LDI) pe consolă CDV 1100.	
2	Stâlp nr. 1 (proiectat SC 15014)	Clemă de legătură + capete terminale	Trecere LEA 20 kV → LES 20 kV. Conductor se termină la clemă de întindere pe consola CIT 140. Urmează capete terminale de exterior 20 kV pentru racordarea LES.	Secționare constructivă obligatorie (schimbare tip pozare aerian → subteran).

Concluzie LEA 20 kV: Pe traseul racordului aerian există zero secționări intermediare ale conductorului. Cele două puncte de terminare (cleme la stâlpii nr. 6 și nr. 1) sunt secționări constructive obligatorii, impuse de punctele de ancorare mecanice ale conductorului. Numărul total de secționări pe LEA 20 kV este de 2 (minimul tehnologic posibil).

Lungime minimă conductor pe tambur pentru LEA 20 kV

Având în vedere că lungimea racordului aerian este de doar ~5 m, iar conductorul f.Al. 50/8 mm² se livrează standard pe tamburi (bobine) cu lungimi de 200-500 m, nu există nicio restricție privind lungimea minimă pe tambur. Orice tambur standard comercial permite realizarea acestui racord dintr-o singură bucată, fără îmbinări pe traseu.

Lungime racord LEA	~5 m
Lungime necesară (inclusiv rezerve întindere)	~8-10 m (rezerve 1,5-2,5 m per capăt)
Lungime minimă standard pe tambur f.Al. 50/8	200 m (conf. furnizor)
Nr. îmbinări pe traseu	0 (zero îmbinări)
Nr. bucăți conductor necesare	1 bucată × 3 faze = 3 bucăți × ~10 m

4.13.2. LINIA ELECTRICĂ SUBTERANĂ LES 20 kV

Descrierea traseului LES 20 kV

Linia electrică subterană LES 20 kV realizează legătura între stâlpul nr. 6 existent și stâlpul nr. 1 proiectat (punctul de trecere LEA/LES) și PTAB 630 kVA din incinta centralei fotovoltaice, pe un traseu de aproximativ 70 m, conform planșei IE28 și cerințelor ATR.

Punct de plecare	Stâlp nr. 1 proiectat (SC 15014) – capete terminale exterior 20 kV
Punct de sosire	PTAB 630 kVA – celula de racord LES 20 kV
Lungime traseu	~70 m (conform ATR, măsurat pe planșa IE28)
Cablu	A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm ² , Un=20 kV, izolație XLPE, ecran Cu 25 mm ² , manta PE
Mod pozare	Trefla, pe pat de nisip 10 cm, acoperire nisip 10 cm, fâșie avertizoare

Adâncime pozare	Min. 0,8 m (spațiu verde); 1,0 m (sub drum) – conf. PE 107 / I7-2011
Protecție mecanică	Tub PVC-G Ø110 mm: intrare PTAB (min. 3 m), urcare stâlp (0-2,5 m), subtraversări
Rază min. de curbură	$15 \times D = 15 \times 42 = 630$ mm

Secționări pe LES 20 kV

Cablul LES 20 kV A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm² se livrează pe tamburi cu lungimi standard de 200-500 m. Traseul de ~70 m este realizabil dintr-o singură bucată per fază, fără mufe sau joncțiuni intermediare pe traseu.

Nr.	Loc secționare	Tip	Motivul secționării	Observații
1	Baza stâlp nr. 1 (SC 15014)	Capăt terminal exterior 20 kV	Racordare la instalația aeriană LEA 20 kV. Trecere subteran → urcare pe stâlp. Protecție tub PVC-G Ø110 la 0-2,5 m.	Secționare constructivă obligatorie.
2	Intrare în PTAB (celula racord LES)	Capăt terminal interior 20 kV	Racordare la celula de racord LES din PTAB. Trecere subteran → interior post. Protecție tub PVC-G Ø110 min. 3 m.	Secționare constructivă obligatorie.

Concluzie LES 20 kV: Pe traseul de ~70 m al LES 20 kV există zero secționări (mufe/joncțiuni) intermediare. Cablul se pozează continuu de la stâlpul nr. 1 până la PTAB. Cele două capete terminale (exterior la stâlp, interior la PTAB) sunt secționări constructive obligatorii, impuse de trecerea de la pozarea subterană la echipamentele de racordare.

Lungime minimă cablu pe tambur pentru LES 20 kV

Lungime traseu LES	~70 m (măsurată pe planșa IE28)
Rezerve suplimentare (bucle, capete, urcare)	~15-20 m (bucle în PTAB ~3 m + urcare stâlp ~2,5 m + rezerve terminale ~10 m)
Lungime minimă necesară pe tambur	~90 m (per fază, per cablu monoconductor)
Lungime standard pe tambur A2XS(F)2Y 150/25	200-500 m (conf. furnizor)
Nr. joncțiuni (mufe) intermediare pe traseu	0 (zero)
Nr. bucăți cablu necesare	3 bucăți monoconductor × ~90 m fiecare

Observație: Lungimea standard minimă de 200 m pe tambur asigură cu marjă suficientă realizarea traseului de ~90 m (inclusiv rezerve). La comandă, se va solicita furnizorului cel puțin 3 tamburi × 100 m (sau 1 tambur × 300 m dacă se livrează cele 3 faze pe același tambur, ceea ce nu este posibil la cablu monoconductor). Restul de cablu rămas

pe tambur după pozare (≥ 110 m per tambur) poate fi returnat furnizorului sau păstrat ca rezervă de exploatare.

4.13.3. LINII ELECTRICE SUBTERANE JT (0,4 kV)

Traseul PTAB – TCEF

Legătura dintre PTAB (tabloul de distribuție de joasă tensiune TDJT) și TCEF (tabloul centralei fotovoltaice) se realizează prin 3 cabluri JT în paralel, pozate în șanț comun:

Cabluri	3 × ACYAbY 3×240+120 mm ² (conf. IE16, IE17)
Lungime traseu	~15-20 m (distanța PTAB-TCEF, conform planșa IE17)
Pozare	Șanț la 0,8 m adâncime, pe pat nisip, fâșie avertizoare, dale protecție
Secționări intermediare	0 (zero) – cablurile se pozează continuu
Capete secționare	2 per cablu: papuci presă la TDJT (PTAB) și papuci presă la Q0 (TCEF)

Trasee TCEF – Invertoare (I1...I4)

Legătura dintre TCEF și fiecare invertor se realizează prin cablu ACYAbY 3×150+70 mm², pozat în șanț la 0,8 m adâncime. Lungimile variază în funcție de poziția fiecărui invertor pe amplasament:

Circuit	Cablu	Traseu	Lungime	Secționări interm.	Capete / Observații
Q2	ACYAbY 3×150+70	TCEF → INV1	~12 m	0	Papuci presă la Q2 (TCEF) și borne INV1
Q3	ACYAbY 3×150+70	TCEF → INV2	~18 m	0	Papuci presă la Q3 (TCEF) și borne INV2
Q4	ACYAbY 3×150+70	TCEF → INV3	~26 m	0	Papuci presă la Q4 (TCEF) și borne INV3
Q5	ACYAbY 3×150+70	TCEF → INV4	~32 m	0	Papuci presă la Q5 (TCEF) și borne INV4

Concluzie LES JT: Toate cablurile de joasă tensiune se pozează continuu, fără mufe sau joncțiuni intermediare. Secționările se fac exclusiv la capetele cablurilor (papuci presă la tablouri și borne la invertoare). Lungimile de cablu sunt mici (12-32 m), realizabile din orice tambur standard (lungime minimă standard: 100 m).

4.13.4. CIRCUITE DE CURENT CONTINUU (DC)

Circuitele DC conectează stringurile de module fotovoltaice la intrările MPPT ale invertoarelor, utilizând cablu solar H1Z2Z2-K 1×6 mm², certificat TUV, cu izolație dublă 1.500 V DC, rezistent UV, temperatura de funcționare -40...+90°C. Conectorii sunt de tip MC4-EVO2 / Amphenol Helios H4, IP68.

Cablurile DC sunt prevăzute cu 2 conductori per string (pozitiv + negativ), cuplând în serie modulele din fiecare string (12 sau 16 module). Secționările pe circuitele DC sunt impuse de:

a) Conectorii modulelor: Fiecare modul fotovoltaic are 2 conectori integrați (MC4 pozitiv și MC4 negativ) în cutia de joncțiune IP68. Aceste secționări nu sunt evitabile, ele fac parte din construcția modulului și realizează interconectarea în serie a modulelor din string.

b) Extensiile de cablu DC: La capătul fiecărui string, se adaugă extensii de cablu solar H1Z2Z2-K 1×6 mm² cu conectori MC4 crimpati, pentru a acoperi distanța de la ultimul modul din string până la invertorul corespunzător. Aceste extensii au o singură secționare (crimpare conector MC4 la un capăt), celălalt capăt fiind conectat direct în intrarea MPPT a invertorului.

c) Conectorii Y (dacă este cazul): La MPPT-urile cu 2 stringuri în paralel, se utilizează conectori Y (MC4-Y) pentru paralelarea stringurilor. Fiecare conector Y introduce 2 secționări suplimentare (2 intrări + 1 ieșire).

Cablu solar	H1Z2Z2-K 1×6 mm ² , izolație dublă, TUV, 1500V DC
Nr. total stringuri	50 (2×12P + 48×16P)
Conectori per string	12 sau 16 perechi MC4 (interconectare module) + 2 extensii
Lungime max. extensie DC	~68 m (limitat de cădere de tensiune 1% pe 6 mm ²)
Secționări evitabile	0 – toate secționările sunt constructive (conectori module)
Secționări intermediare pe traseu	0 – fără îmbinări sau mufe pe traseul extensiilor

4.8.j.5. SINTEZA SECȚIONĂRILOR PE ÎNTREAGA INSTALAȚIE

Tronson	Conductor/Cablu	Lungime	Sect. interm.	Sect. capete	L min. tambur
LEA 20 kV	f.Al. 50/8 mm ²	~5 m	0	2	200 m (std.)
LES 20 kV	A2XS(F)2Y 3×1×150/25	~70 m	0	2	200 m (std.)
LES JT (PTAB→TCEF)	3×ACYAbY 3×240+120	~18 m	0	2	100 m (std.)
LES JT (TCEF→INV1)	ACYAbY 3×150+70	~12 m	0	2	100 m (std.)
LES JT (TCEF→INV2)	ACYAbY 3×150+70	~18 m	0	2	100 m (std.)
LES JT (TCEF→INV3)	ACYAbY 3×150+70	~26 m	0	2	100 m (std.)
LES JT (TCEF→INV4)	ACYAbY 3×150+70	~32 m	0	2	100 m (std.)
DC (50 stringuri)	H1Z2Z2-K 1×6 mm ²	variabil	0	MC4	500 m (std.)

Concluzie generală: Numărul secționărilor conductoarelor a fost redus la minimul tehnologic absolut. Pe întreaga instalație nu există nicio secționare intermediară (mufă, joncțiune) pe traseul conductoarelor. Toate secționările sunt exclusiv la capetele conductoarelor (cleme, papuci presă, capete terminale, conectori

MC4), fiind impuse de necesitatea racordării la echipamente (tablouri, invertoare, stâlpi). Lungimile standard de livrare pe tamburi asigură cu marjă suficientă realizarea tuturor traseelor dintr-o singură bucată.

4.14. ORGANIZAREA DE SANTIER

4.14.1. Generalitati

Prezentul capitol descrie modul de organizare a santierului pentru executia lucrarilor aferente obiectivului de investitii <<Infiintare capacitati noi de productie a energiei electrice pentru autoconsum in Orasul Corabia – Centrala electrica fotovoltaica 400 kW>>, amplasat pe parcela cadastrala CF 55177, in extravilanul orasului Corabia, judetul Olt. Organizarea de santier a fost conceputa tinand cont de specificul lucrarilor (instalatie fotovoltaica la sol, cu structuri metalice, echipamente electrice si lucrari de terasamente), de suprafata amplasamentului (9.275 mp), de durata estimata de executie (8 luni conform graficului de realizare a investitiei) si de conditiile locale de acces si aprovizionare.

Organizarea de santier se va realiza cu respectarea urmatoarelor acte normative si reglementari in vigoare:

- **HG nr. 300/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru santierele temporare sau mobile;
- **Legea nr. 319/2006** a securitatii si sanatatii in munca, cu normele metodologice de aplicare (HG 1425/2006);
- **HG nr. 1091/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru locul de munca;
- **Legea nr. 307/2006** privind apararea impotriva incendiilor, cu modificarile si completarile ulterioare;
- **OMAI nr. 163/2007** pentru aprobarea Normelor generale de aparare impotriva incendiilor;
- **OG nr. 2/2001** privind regimul juridic al contraventiilor, cu modificarile si completarile ulterioare;
- **Legea nr. 50/1991** privind autorizarea executarii lucrarilor de constructii, republicata, cu modificarile ulterioare;
- **HG nr. 907/2016** privind etapele de elaborare si continutul-cadru al documentatiilor tehnico-economice;
- **P118/1999** Normativ de siguranta la foc a constructiilor;
- **Legea nr. 10/1995** privind calitatea in constructii, republicata, cu modificarile si completarile ulterioare.

Cheltuielile aferente organizarii de santier sunt prevazute in devizul general al investitiei la Capitolul 5.1 – Organizare de santier, in valoare de 12.000,00 lei fara TVA, din care: 8.000,00 lei pentru lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier (Cap. 5.1.1) si 4.000,00 lei pentru cheltuieli conexe organizarii santierului (Cap. 5.1.2).

4.14.2. Descrierea amplasamentului si conditii locale

Amplasamentul centralei fotovoltaice este situat pe parcela cadastrala CF 55177, in extravilanul orasului Corabia, judetul Olt, la coordonatele GPS: latitudine 43,82° N, longitudine 24,49° E, la o altitudine medie de aproximativ 39 m. Terenul are o suprafata de 9.275 mp, este proprietatea orasului Corabia (domeniu privat), cu categoria de folosinta <<teren neproductiv>>, fara constructii existente, fara plantatii sau culturi agricole si fara retele de utilitati pe amplasament.

Accesul la amplasament se realizează din drumul public (cale de circulație) situat la limita sudică a parcelei. Drumul public existent asigură accesul autovehiculelor de transport materiale și echipamente, inclusiv al autovehiculelor grele (autocamioane, trailere pentru transport panouri fotovoltaice și structuri metalice, automacara). Nu sunt necesare lucrări de amenajare suplimentare ale drumului de acces public.

Condițiile climatice locale sunt caracteristice zonei de câmpie a Olteniei, cu temperaturi medii anuale de 10-12°C, precipitații medii anuale de 500-600 mm și viteze ale vântului care pot atinge 30 m/s (108 km/h) conform NTE 003/04/00. Perioada optimă pentru executia lucrărilor este martie – noiembrie, evitându-se perioadele cu precipitații abundente sau temperaturi extreme (sub -5°C pentru lucrări de betonare).

În zona amplasamentului nu există rețea de alimentare cu apă, canalizare, gaz sau termoficare. Alimentarea cu energie electrică pe durata execuției se va face din rețeaua electrică existentă în zona (prin bransament temporar de santier), iar alimentarea cu apă se va asigura prin transport cu cisterna de la rețeaua de apă a orașului Corabia.

4.14.3. Amenajarea zonei de santier

4.14.3.1. Delimitarea și împrejmuirea santierului

Perimetrul santierului coincide cu perimetrul parcelei cadastrale CF 55177. Santierul va fi delimitat vizibil prin montarea de bandă de semnalizare tip plastic-reflectorizantă pe stalpi provizori metalici sau din lemn, la distanțe de 3-5 m, pe întregul perimetru al parcelei. Împrejmuirea definitivă (gardul din plasă sudată bordurată, H=2,0 m) se va realiza ca una dintre primele lucrări pe amplasament, astfel încât aceasta să preia și funcția de împrejmuire a santierului pe durata execuției.

La intrarea în santier se va monta un panou de identificare a investiției, cu dimensiuni minime de 1,5 m × 1,0 m, care va cuprinde: denumirea investiției (<<Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia>>), beneficiarul (Orașul Corabia), proiectantul (CPV Electronic SRL), executantul (se va completa după atribuirea contractului), numărul autorizației de construire, data începerii și data estimată de finalizare a lucrărilor, sursa de finanțare. De asemenea, la intrarea în santier se vor afișa panouri de avertizare: <<Santier de construcții – Accesul persoanelor neautorizate interzis!>>, <<Pericol de accidentare!>>, <<Este obligatorie purtarea echipamentului de protecție!>>.

4.14.3.2. Organizarea incintei santierului

Incinta santierului va fi organizată funcțional pe următoarele zone principale:

Zona de acces și circulație – se va amenaja o cale de circulație provizorie pe traseul viitorului drum de acces perimetral, din balast compactat cu grosimea de 15-20 cm, cu lățimea de minimum 3,5 m, care să permită accesul și circulația autovehiculelor de transport și a utilajelor de construcție.

Zona de depozitare materiale – se va amenaja în zona nord-vestică a amplasamentului, pe o suprafață de aproximativ 200-300 mp, o platformă de depozitare temporară pentru: panouri fotovoltaice (depozitate pe paleti, acoperite cu prelată de protecție UV, stivuite maxim 2 paleti în înălțime conform instrucțiunilor producătorului); structuri metalice și elemente de fixare (depozitate pe traverse de lemn, protejate împotriva umezelii); cabluri electrice pe tamburi (depozitate vertical, protejate de intemperii); materiale de construcție diverse (beton, balast, nisip – în depozite separate).

Zona de birouri și vestiare – se va amplasa un container modular (birou de santier) cu dimensiuni de aproximativ 6,0 m × 2,5 m, care va servi drept birou pentru șeful de santier și pentru păstrarea documentației tehnice. Containerul va fi echipat cu instalație electrică interioară, iluminat, priză, sistem de încălzire/răcire și va fi racordat la bransamentul electric.

temporar. În imediata vecinătate se va amplasa un container vestiar pentru muncitori, echipat cu dulapuri individuale pentru echipamentul de protecție și îmbrăcăminte de lucru.

Zona sanitară – se va asigura prin amplasarea a 1-2 toalete ecologice (cabine WC chimice), care vor fi întreținute periodic de către furnizorul de servicii ecologice. Apa potabilă pentru personal va fi asigurată prin bidoane de apă de 19 litri, amplasate în zona biroului de șantier și în zona de lucru.

Zona de deseuri – se vor amplasa containere pentru colectarea selectivă a deșeurilor rezultate din construcție: container pentru deșuri metalice (resturi profile, sarma, suruburi), container pentru deșuri de ambalaje (carton, folie plastic, paleti), container pentru deșuri menajere. Deșeurile vor fi predate periodic operatorilor autorizați de colectare și valorificare.

4.14.4. Utilități pe durata execuției

4.14.4.1. Alimentarea cu energie electrică

Pe durata execuției lucrărilor, alimentarea cu energie electrică a șantierului se va realiza printr-un bransament electric temporar (de șantier), realizat de la rețeaua de joasă tensiune existentă în zonă, pe baza unui aviz de racordare temporar obținut de la Operatorul de Distribuție (Distribuție Energie Oltenia S.A.). Bransamentul temporar va alimenta un tablou electric de șantier (TES), amplasat la intrarea în șantier, echipat cu: întrerupător general automat; protecție diferențială 30 mA; prize industriale monofazice (230 V) și trifazice (400 V) pentru alimentarea sculelor electrice, betonierelor, vibratoarelor și altor consumatori de șantier; iluminat de șantier.

Puterea electrică necesară pe șantier este estimată la aproximativ 15-25 kW, suficientă pentru alimentarea simultană a echipamentelor de construcție curente (betonieră, vibrator beton, flex, bormășină, polizor, compresor, sudură electrică). Pe durata execuției lucrărilor electrice de conectare a instalației fotovoltaice, se vor respecta cu strictețe procedurile LOTO (Lock-Out / Tag-Out) și regulile de lucru în instalații electrice conform normativelor ANRE.

4.14.4.2. Alimentarea cu apă

Alimentarea cu apă a șantierului se va realiza prin transport cu autocisterna de la rețeaua de apă potabilă a orașului Corabia. Apa va fi depozitată în rezervoare mobile (IBC de 1.000 litri) amplasate în zona de lucru, destinate preparării betoanelor, curățării echipamentelor și necesităților igienico-sanitare. Consumul de apă estimat pe șantier este de aproximativ 2-5 mc/zi în perioadele de varf ale lucrărilor de betonare.

Apă potabilă pentru consum uman va fi asigurată separat, prin bidoane de apă potabilă de 19 litri, amplasate în zona biroului de șantier și în zona vestiarelor, în număr suficient pentru personalul prezent (estimată 10-20 persoane în perioadele de varf).

4.14.4.3. Gestionarea apelor uzate și a deșeurilor

Apele uzate menajere de pe șantier vor fi gestionate prin toaletele ecologice (cabine WC chimice), vidanjate periodic de către furnizorul de servicii. Nu se prevede lucrări de racordare la rețeaua de canalizare, aceasta neexistând în zona amplasamentului. Apele pluviale se vor evacua gravitațional prin pantele naturale ale terenului, fără a afecta proprietățile învecinate.

Deșeurile de construcție vor fi gestionate conform prevederilor Legii nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor, prin colectare selectivă și predare către operatori autorizați. Deșeurile periculoase (uleiuri uzate, absorbanti contaminati) vor fi colectate separat, în recipiente etansate, și predate operatorilor autorizați pentru deșuri periculoase. Se interzice depozitarea deșeurilor pe amplasament sau în zone neautorizate, arderea deșeurilor și evacuarea lichidelor pe sol.

4.14.5. Graficul de realizare a investitiei

Conform Anexei 7 – Graficul de realizare a investitiei, durata estimativa maxima de implementare a proiectului este de 8 luni de la semnarea contractului. Principalele etape si duratele estimate sunt prezentate in tabelul urmator:

Nr.	Etape / Activitate	Luna start	Luna final	Durata (luni)
1	Semnare contract	0	0	0
2	Achizitia si livrare materiale	1	5	4
3	Predare-primire amplasament	1	1	1
4	Organizare de santier	1	8	7
5	Instalare structuri de montaj	4	6	2
6	Instalare panouri fotovoltaice	5	6	1
7	Instalare invertore si tablouri	6	6	1
8	Cablare circuite DC si AC	5	7	2
9	Instalare impamantare si paratragnet	6	7	1
10	Conectare sisteme comunicatii, iluminat	6	7	1
11	Testare si punere in functiune	7	8	1

Organizarea de santier se desfasoara pe intreaga durata de executie a lucrarilor (lunile 1-8), cuprinzand atat amenajarea initiala a santierului (luna 1), cat si mentinerea conditiilor de organizare pe durata executiei si dezafectarea santierului la finalizarea lucrarilor (luna 8).

4.14.6. Fazele principale de executie

4.14.6.1. Faza 1 – Lucrari pregatitoare (lunile 1-2)

Lucrarile pregatitoare includ: predarea-primirea amplasamentului de la beneficiar catre executant, pe baza de proces-verbal; amenajarea organizarii de santier (montare containere birou/vestiar, toalete ecologice, tablou electric santier, cale de acces provizorie); decopertarea stratului vegetal pe intreaga suprafata a amplasamentului si depozitarea temporara a pamantului vegetal; nivelarea si compactarea terenului la cotele din proiect; trasarea topografica a lucrarilor (limitele parcelei, axele drumului, pozitia fundatiilor, pozitia echipamentelor); executarea sapaturilor pentru fundatii, canale de cabluri si imprejmuire.

4.14.6.2. Faza 2 – Lucrari de infrastructura (lunile 2-4)

Lucrarile de infrastructura cuprind: turnarea fundatiilor tip cuzineta pentru cele 25 de structuri metalice (100 fundatii din beton armat C16/20 sau C20/25); realizarea fundatiilor pentru stalpii gardului perimetral (aproximativ 165 cuzineti din beton C12/15); realizarea platformelor betonate pentru echipamente (container, TCEF, invertore); montarea gardului perimetral din plasa sudata bordurata (430 m, H=2,0 m) si a portii de acces (L=5,0 m); amenajarea parcarii auto (2 locuri); pozarea cablurilor electrice in canale/santuri (cablu AC ACYAbY 3×150+70 mmp, cablu DC H1Z2Z2-K 1×6 mmp).

4.14.6.3. Faza 3 – Montaj echipamente principale (lunile 4-6)

Montajul echipamentelor principale cuprinde: montarea structurilor metalice zincate pe fundatii (24 structuri 2Px16 si 1 structura 2Px12); montarea celor 792 module fotovoltaice monocristaline de 590 Wp pe structurile metalice; montarea celor 4 invertore de putere (4 × 100 kW AC) pe platformele dedicate; montarea tabloului electric al centralei fotovoltaice

(TCEF); amplasarea containerului de echipamente tehnice; montarea echipamentelor de monitorizare (SmartLogger, SmartMeter, NVR supraveghere video).

4.14.6.4. Faza 4 – Cablare și conectare (lunile 5-7)

Lucrarile de cablare și conectare includ: realizarea circuitelor de curent continuu DC (conectarea stringurilor de panouri fotovoltaice la invertoare, cu cablu solar H1Z2Z2-K 1×6 mmp, lungime totală aproximativ 7.655 m); realizarea circuitelor de curent alternativ AC (conectarea invertoarelor la TCEF și de la TCEF la PTAB); instalarea și cablarea sistemelor de comunicații (RS485, Ethernet); instalarea sistemului de iluminat perimetral (27 stalpi h=6 m cu corpuri LED 80 W); instalarea sistemului de supraveghere video (8 camere IP montate pe stalpii de iluminat); realizarea instalației de împământare (382 m platbandă OL-Zn 40×4 mm) și a paratrâznetului; conectarea tuturor sistemelor la priza de pământ generală ($R_p < 1 \Omega$).

4.14.6.5. Faza 5 – Testare și punere în funcțiune (lunile 7-8)

Testarea și punerea în funcțiune cuprind: verificarea și testarea circuitelor DC (masurarea tensiunilor de gol, curenților de scurtcircuit, rezistenței de izolație pe fiecare string); verificarea și testarea circuitelor AC (masurarea rezistenței de izolație, verificarea protecțiilor, teste de funcționare invertoare); masurarea rezistenței prizei de pământ (verificare $R_p < 1 \Omega$ prin laborator autorizat); testarea sistemului de protecție împotriva trăsnetului; testarea sistemului de monitorizare și comunicații; testarea sistemelor auxiliare (iluminat, supraveghere video); probe de punere sub tensiune și probe de funcționare sub sarcină; întocmirea documentației de calitate (proces-verbale, buletine de măsurători, certificate de conformitate); obținerea acordului de racordare și punerea în funcțiune; recepția la terminarea lucrărilor.

4.14.7. Securitatea și sănătatea în munca pe șantier

Pe toată durata de execuție a lucrărilor, se vor respecta cu strictețe prevederile Legii nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă, ale HG nr. 1425/2006 (normele metodologice de aplicare), ale HG nr. 300/2006 (cerințe minime SSM pentru șantierele temporare) și ale HG nr. 1091/2006 (cerințe minime SSM pentru locul de muncă). Conform devizului general, s-a prevăzut angajarea unui coordonator în materie de securitate și sănătate (buget: 5.000 lei fără TVA, Cap. 3.8.3).

Principalele măsuri de securitate și sănătate în munca pe șantier sunt:

Echipament de protecție individuală (EPI) – Toate persoanele care accesează șantierul vor purta obligatoriu: cască de protecție, încălțăminte de protecție cu bombă metalică, vestă reflectorizantă, mănuși de protecție (adaptate tipului de lucrare), ochelari de protecție (la operații de tăiere, sudare, polizare). Pentru lucrări electrice: mănuși electroizolante, încălțăminte electroizolantă, scule izolate, detector de tensiune.

Instruirea personalului – Toți lucrătorii vor fi instruiți la angajare (instrucțaj introductiv general), la începerea activității pe șantier (instrucțaj specific locului de muncă) și periodic (instrucțaj periodic, la intervale stabilite prin planul de securitate). Se vor întocmi fișe individuale de instrucțaj, semnate de lucrători și de persoana care a efectuat instruirea.

Lucrul la înălțime – Montarea structurilor metalice și a panourilor fotovoltaice se realizează la înălțimi de 1,5-3,0 m. Se vor utiliza platforme de lucru (schele), scări de acces și, după caz, centuri de siguranță. Se interzice lucrul la înălțime pe vânt puternic (peste 11 m/s), ploaie, descărcări electrice atmosferice sau vizibilitate redusă.

Lucrul cu utilaje – Utilajele de construcție (buldozer, excavator, autocamion, automacară) vor fi operate exclusiv de personal calificat și autorizat ISCIR (pentru macarale).

Se vor respecta zonele de siguranță în jurul utilajelor în funcțiune. Se interzice staționarea persoanelor în raza de acțiune a macaralei.

Lucrarile electrice – Lucrarile de montaj și conectare a instalațiilor electrice vor fi executate exclusiv de electricieni autorizați ANRE. Pe durata lucrărilor de conectare se vor aplica proceduri LOTO (Lock-Out / Tag-Out) și se vor respecta regulile de lucru în instalații electrice sub tensiune și fără tensiune, conform normativelor în vigoare.

Prim ajutor și urgente – Pe șantier se va menține permanent o trusă de prim ajutor complet echipată, amplasată în biroul de șantier. Numerele de urgență (112, pompieri, ambulanță, spital) vor fi afișate vizibil la intrarea în șantier și în biroul de șantier. Se va desemna o persoană responsabilă cu primul ajutor, instruită corespunzător.

4.14.8. Protecția împotriva incendiilor pe șantier

Măsurile de protecție împotriva incendiilor pe șantier se vor stabili în conformitate cu Legea nr. 307/2006 și OMAI nr. 163/2007. Principalele măsuri de prevenire și stingere a incendiilor pe șantier includ:

Se vor amplasa stingătoare portabile în următoarele locații: la biroul de șantier (1 buc. stingător pulbere ABC 6 kg), la zona de depozitare materiale (1 buc. stingător pulbere ABC 6 kg), la zona de lucru cu scule electrice / sudură (1 buc. stingător CO₂ 5 kg), la tabloul electric de șantier (1 buc. stingător CO₂ 5 kg). Total minim: 4 stingătoare portabile pe șantier.

Se interzice fumatul în afara zonelor special amenajate și marcate. Se interzice utilizarea focului deschis pe șantier fără permis de lucru cu foc. Materialele inflamabile (carburanți, diluanți, vopsele) vor fi depozitate separat, în zona special amenajată, la distanță de minimum 10 m de orice sursă de căldură. Căile de acces și de evacuare vor fi menținute permanent libere și neobstrucționate. Se va desemna un responsabil cu prevenirea și stingerea incendiilor pe șantier.

4.14.9. Protecția mediului pe durata execuției

Pe durata execuției lucrărilor se vor respecta prevederile legislației de mediu în vigoare (OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, Legea nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor). Principalele măsuri de protecție a mediului pe șantier sunt:

Protecția solului: se vor utiliza tavi de retenție sub utilajele de construcție și sub zonele de alimentare cu carburanți pentru prevenirea deversărilor accidentale de produse petroliere; stratul vegetal decopțat va fi depozitat separat și reutilizat; se interzice evacuarea oricăror lichide (uleiuri, carburanți, apă de spălare contaminată) direct pe sol.

Protecția aerului: se vor lua măsuri de reducere a emisiilor de praf prin stropirea periodică a căilor de circulație în perioadele uscate; viteza de deplasare a autovehiculelor pe șantier va fi limitată la 20 km/h; se interzice arderea deșeurilor sau a materialelor pe șantier.

Protecția împotriva zgomotului: lucrările generatoare de zgomot (betonare, compactare, operare utilaje grele) se vor desfășura exclusiv în intervalul orar 07:00-19:00, în zilele lucrătoare; se vor respecta nivelurile maxime de zgomot admise conform normativelor de mediu.

Gestionarea deșeurilor: toate deșeurile de construcție vor fi colectate selectiv și predate operatorilor autorizați; deșeurile periculoase vor fi gestionate separat, conform reglementărilor specifice; se va întocmi evidența gestiunii deșeurilor conform legislației.

4.14.10. Asistența tehnică și controlul calității

Pe toată durata de execuție a lucrărilor, calitatea acestora va fi asigurată prin următoarele mecanisme de supraveghere și control:

Dirigintia de santier – va fi asigurata de un diriginte de santier autorizat, conform prevederilor devizului general (buget: 15.000 lei fara TVA, Cap. 3.8.2). Dirigintele de santier va verifica conformitatea lucrarilor executate cu proiectul tehnic si cu normativele in vigoare, va semna procesele-verbale de lucrari ascunse si va participa la fazele determinante din programul de control.

Asistenta tehnica din partea proiectantului – proiectantul de specialitate (CPV Electronic SRL) va asigura asistenta tehnica pe perioada de executie a lucrarilor (buget: 8.000 lei, Cap. 3.8.1.1) si va participa la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de ISC (buget: 3.000 lei, Cap. 3.8.1.2).

Controlul calitatii materialelor – toate materialele si echipamentele utilizate vor fi insotite de certificate de conformitate CE, declaratii de performanta si buletine de incercari. Echipamentele vor avea aplicat distinctiv si vizibil marcajul de securitate CE, conform HG 457/2003 modificata cu HG 1514/2003.

Inspectoratul de Stat in Constructii (ISC) – se vor achita cotele aferente ISC: cota pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii (0,5% din C+M) si cota pentru controlul statului in amenajarea teritoriului (0,1% din C+M). ISC va fi notificat la fazele determinante din programul de control.

Probe si teste la punerea in functiune – la finalizarea lucrarilor se vor efectua probe tehnologice si teste (buget: 4.000 lei, Cap. 6.2) prin laboratoare autorizate, inclusiv: masurarea rezistentei prizei de pamant, verificarea protectiilor electrice, teste de functionare inversoare, masuratori de calitate a energiei electrice.

4.14.11. Dezafectarea organizarii de santier

Dupa finalizarea tuturor lucrarilor de constructie, montaj si testare, si dupa obtinerea procesului-verbal de receptie la terminarea lucrarilor, organizarea de santier va fi dezafectata. Dezafectarea cuprinde: demontarea si evacuarea containerelor de birou si vestiar; demontarea tabloului electric de santier si deconectarea bransamentului temporar; evacuarea toaletelor ecologice; evacuarea tuturor materialelor neutilizate, a deseurilor si a echipamentelor auxiliare; curatarea amplasamentului de resturi de materiale de constructie; reastennerea stratului de pamant vegetal pe zonele verzi si pe zonele afectate de organizarea santierului; refacerea eventualelor deteriorari ale drumului public de acces.

Dupa dezafectarea organizarii de santier, amplasamentul va fi predat beneficiarului in starea prevazuta in proiect, cu toate lucrarile de constructie, montaj si finisare finalizate, parcare, imprejmuirea, iluminatul perimetral si instalatia de supraveghere video. Predarea se va face pe baza de proces-verbal de predare-primire, insotit de cartea tehnica a constructiei si de documentatia de calitate completa.

4.14.12. Concluzii

Organizarea de santier pentru centrala electrica fotovoltaica de 467,28 kWp / 400 kW de la Corabia a fost conceputa astfel incat sa asigure conditiile optime de executie a lucrarilor, cu respectarea integrala a cerintelor de securitate si sanatate in munca, de protectie impotriva incendiilor si de protectie a mediului. Costul total al organizarii de santier, in valoare de 12.000,00 lei fara TVA, acopera atat lucrarile de constructii si instalatii aferente (8.000,00 lei), cat si cheltuielile conexe (4.000,00 lei), fiind dimensionat corespunzator specificului si amploarei investitiei.

Durata estimativa de implementare a proiectului este de 8 luni, cu organizarea de santier functionala pe intreaga aceasta perioada. Executia lucrarilor se va desfasura in conformitate cu graficul de realizare a investitiei (Anexa 7), sub supravegherea dirigintelui de santier autorizat si cu asistenta tehnica din partea proiectantului, asigurand calitatea lucrarilor in conformitate cu proiectul tehnic de executie si cu normativele tehnice in vigoare.

4.15. PREVEDERI DIN LEGISLAȚIE ȘI NORME TEHNICE

Prezentul capitol prezintă prevederile legislative și normele tehnice invocate în proiectul tehnic de execuție al CEF Corabia 400 kW, cu trimiteri concrete la nivel de capitol, subpunct și paragraf, indicând ediția și editorul fiecărui document. Acolo unde prevederile sunt esențiale pentru înțelegerea soluției tehnice, textul relevant este reprodus in extenso.

4.15.1. LEGISLAȚIE PRIMARĂ (LEGI, HOTĂRÎRI DE GUVERN, ORDONANȚE)

4.15.1.1. Legea nr. 11/2024 privind prosumatorii de energie din surse regenerabile

Titlu complet	Legea nr. 11/2024 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, privind prosumatorii de energie din surse regenerabile
Publicare	Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 24/11.01.2024
Relevanță proiect	Stabilește cadrul juridic pentru funcționarea CEF Corabia în regim prosumator, cu dreptul de a injecta surplusul de energie în rețeaua de distribuție și de a beneficia de compensare energetică.
Prevederi cheie	Art. 76 ¹ : Prosumatorii au dreptul de a produce, stoca, consuma și vinde energie electrică din surse regenerabile. Cantitatea netă de energie evacuată în rețea se compensează cu cantitatea de energie preluată din rețea, conform regulilor ANRE.

4.15.1.2. Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale

Titlu	Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare
Publicare	Monitorul Oficial nr. 485/16.07.2012, republicată, cu modificări
Prevederi cheie	Cap. IV, Sect. 4: Racordarea la rețelele electrice; Art. 41: Obligații ale operatorilor de distribuție; Art. 59: Avizul tehnic de racordare.

4.15.1.3. Legea nr. 13/2007 – Legea energiei electrice

Titlu	Legea nr. 13/2007 a energiei electrice, modificată și completată
Prevederi cheie	Art. 19, alin. (1), (2), (3): Zone de protecție și zone de siguranță ale capacităților energetice. La amplasarea PTAB și LES se respectă distanțele prevăzute.

4.15.1.4. HG nr. 907/2016 privind conținutul-cadru al documentației tehnico-economice

Titlu complet	Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
Publicare	Monitorul Oficial nr. 1061/29.12.2016
Relevanță	Stabilește structura și conținutul PTE (Proiect Tehnic de Execuție). Cap. III, Art. 7, Anexa 6: Conținutul-cadru al proiectului tehnic de execuție.

4.15.1.5. ORD nr. 4/2007 și ORD nr. 49/2007 – Zone de protecție

Titlu	Ordinul nr. 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice, completat cu ORD nr. 49/11.2007
Relevanță	Definește zonele de protecție și siguranță pentru LEA MT, LES MT, post de transformare. Distanțele față de alte construcții și instalații.

4.15.2. REGLEMENTĂRI ANRE (ORDINE, NORME, REGULAMENTE)

4.15.2.1. Ordinul ANRE nr. 228/2018 – Condiții tehnice de racordare

Titlu	Ordinul ANRE nr. 228/20.12.2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice
Publicare	Monitorul Oficial, Partea I, nr. 52/2019
Prevederi cheie	Cap. 3: Cerințe tehnice generale; Cap. 3.3: Protecția interfeței cu rețeaua – funcția anti-insularizare (deconectare <200 ms); Cap. 3.4: Calitatea energiei electrice (THD, dezechilibre); Cap. 3.5: Răspunsul la variații de frecvență și tensiune; Cap. 3.6: Funcții de control al puterii active și reactive.
Aplicare în proiect	Protecțiile anti-insularizare integrate în invertoare (Cap. 4.8.f), reglajele de frecvență/tensiune (Tab. ATR), funcțiile de control P/Q ale invertoarelor.

4.15.2.2. Regulamentul de racordare (Ord. ANRE nr. 59/2013, cu modificările ulterioare)

Titlu	Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public
Prevederi cheie	Cap. II: Procedura de emitere a ATR; Cap. III: Contractul de racordare; Cap. IV: Proiectarea și executarea instalației de racordare; Cap. VI: PIF și certificatul de racordare.

4.15.2.3. Standardul de performanță pentru distribuția energiei electrice

Conform ATR nr. 001500055851/15.10.2025 și standardului de performanță ANRE, limitele normate sunt:

Frecvență	47,00-52,00 Hz timp de 100% pe an; 49,50-50,50 Hz timp de 99,5% pe an
Tensiune MT (PCC)	Abatere max. $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală, măsurată ca medie pe 10 min, în 95% din timpul unei săptămâni
THD tensiune (MT)	THDu $\leq 8\%$ în punctul de delimitare, în 95% din timp
Restabilire alimentare	24 ore (rural, condiții meteo normale); 72 ore (condiții meteo deosebite)

4.15.3. NORMATIVE TEHNICE ȘI STANDARDE

Cod normativ	Titlu complet / Ediția / Editorul	Aplicația în proiect / Capitolele relevante
I7-2011	Normativ pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice aferente clădirilor. Ediția 2011, Ed. Matrix Rom, București.	Instalații JT, secțiuni cabluri, protecții, împământare ($R_p < 4\Omega$). Cap. 3: Instalații electrice de forță; Cap. 4: Protecția contra electrocutării; Cap. 5: Protecția conductoarelor.
PE 107/2015	Normativ pentru proiectarea și execuția rețelelor de cabluri electrice. Ed. 2015, ANRE / ISPE, București.	Pozare LES 20 kV și JT, adâncimi, protecții mecanice, raze curbura. Cap. 2: Condiții generale; Cap. 3: Trasee; Cap. 5: Pozare în pământ.
NTE 007/08/00	Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor electrice cu tensiuni până la 110 kV. Ed. 2008, ANRE.	Dimensionare conductoare, cădere tensiune DC ($< 1,5\%$). Cap. 4.3: Căderi de tensiune admisibile.
1.RE-Ip30/2004	Regulament pentru împământarea instalațiilor electrice. Ed. 2004, ANRE.	Priza de pământ, legarea echipamentelor la PE, piese de separație. Cap. 2: Presc. generale; Cap. 3: Prize de pământ.
SR EN 62305-1/-2/-3/-4	Protecția contra trăsnetului. Ediția 2011, ASRO (adoptare EN), IEC 62305.	IPT extern (paratrasnet PDA, conduct. coborâre), IPT intern (SPD, distante separare). Cap. 4.8.c.
NI 4000:2013	Normativ pt. proiectarea instalațiilor de protecție împotriva trăsnetului. Ed. 2013, Ed. Matrix Rom, București.	Dimensionare IPT, nivel protecție LPL III, rază protecție PDA, $R_p < 1\Omega$.
NF C 17-102:2011	Protection contre la foudre – Paratonnerres à dispositif	Paratrasnet PDA tip PREVECTRON S 6.60, $\Delta T = 60 \mu s$, rază protecție 99 m la LPL III.

	d'amorçage. Ed. 2011, AFNOR, Paris.	
SR EN 60364-7-712	Instalații electrice de joasă tensiune. P.7-712: Cerințe pt. instalații speciale – Sisteme FV. Ed. 2017, ASRO.	Cerințe specifice instalații FV: izolație DC, protecție la defect de izolație, împământare, etichetare.
IEC 62109-1/-2	Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Ed. 2011/2011, IEC, Geneva.	Protecții integrate în invertoare: anti-insularizare, RCMU, AFCI, SPD DC/AC, Riso.
P118/99	Normativ de siguranță la foc a construcțiilor. Ed. 1999, Ed. ICECON, București.	Cerințe PSI: căi acces (4 m lățime, R=8 m), stingatoare, dotări PSI.
OMAI 129/2016	Ordinul MAI nr. 129/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind avizarea și autorizarea de securitate la incendiu.	Autorizație securitate la incendiu – categoria construcției.
SR EN ISO 1461	Acoperiri prin zincare termică a pieselor din oțel și fontă. Ed. 2022, ASRO.	Zincare structuri metalice (S1...S25), platbandă OL-Zn 40×4.
SR EN 50522:2011	Împământarea instalațiilor electrice cu tensiuni peste 1 kV c.a. Ed. 2011, ASRO.	Împământare PTAB, tensiuni de pas și atingere.

Observație: Toate trimiterile la norme și standarde din prezentul proiect sunt concrete, indicând ediția, editorul, capitolul și subpunctul relevant. În cazul în care un normativ este revocat sau înlocuit între data elaborării proiectului și data execuției, se vor aplica prevederile normativului în vigoare la data execuției, cu condiția ca soluția tehnică să rămână conformă.

4.15.4. CERINȚE SPECIFICE DIN AVIZUL TEHNIC DE RACORDARE

Avizul tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025, emis de DEO (Distribuție Energie Oltenia S.A.), stabilește cerințele tehnice specifice ale racordării CEF Corabia la SEN. Următoarele prevederi din ATR sunt reproduse în detaliu, fiind esențiale pentru proiectare:

ATR – Punctul de racordare	Stalp tip SC15006 nr. 6 al RAC 20 kV PTA Sat Tudor Vladimiresc din LEA 20 kV Studina-Corabia (pct. 3a din ATR)
ATR – Punctul de delimitare	Clemele de legătură la stâlp SC15006 nr. 6, la nivelul de tensiune 20 kV (pct. 3g din ATR)
ATR – Punctul de interfață	TDJT al PTAB CEF Corabia, la 400 V (pct. 3g' din ATR)
ATR – Punctul comun de cuplare	Stâlp SC15006 nr. 6, la 20 kV (pct. 3h din ATR)
ATR – Punctul de măsurare	Celula de măsură a PTAB, la 20 kV (pct. 3e din ATR)
ATR – Putere maximă absorbită	150 kW / 166,667 kVA (pct. 2 din ATR)

ATR – Putere maximă evacuabilă	400 kW / 166,667 kVA (pct. 2 din ATR, etapa finală)
ATR – Elemente pierderi	LEA 20 kV OL-AL 50 mm ² – 5 m; LES 20 kV A2XS(F)2Y 3×1×150/25 – 70 m (pct. 19(3) ATR)
ATR – Contor	Electronic Converge, dublu sens, curbă sarcină, interfata serială, modem GSM, montaj indirect cu TC 15/5/5A cl. 0,2S și TT 20/√3/0,1/√3/0,1/√3 kV cl. 0,2
ATR – Monitorizare	CEF va asigura schimb semnale: P, Q, U, f, pozitie întreruptor. Măsura prin telegestiune Converge. Monitorizare calitate energie în PCC pe durata testelor.

Reglajele protecțiilor de interfață impuse prin ATR sunt reproduse integral în capitolul 4.8.f (coordonarea protecțiilor) și pe planșele IE08-IE11 (schemele monofilare ale invertoarelor).

4.15.5. CONCLUZII PRIVIND CONFORMITATEA NORMATIVĂ

Proiectul tehnic de execuție al CEF Corabia 400 kW respectă integral cadrul normativ și legislativ în vigoare la data elabărării (2026). Toate trimerile la norme, standarde și acte legislative sunt concrete, indicând ediția, editorul și capitolele/subpunctele relevante. Prevederile esențiale din ATR și din normele de referință sunt reproduse în detaliu în capitolele corespunzătoare ale documentației.

În cazul în care, la faza de execuție, apar modificări normative (revizia unui standard, emiterea unui nou ordin ANRE, modificări legislative), se va actualiza documentația de proiect prin dispoziție de șantier, cu respectarea prevederilor în vigoare la momentul execuției.

4.16. ANALIZA MATERIALELOR REZULTATE DIN DEMONTĂRI

Prezentul capitol analizează materialele rezultate din activitățile de construcție și din eventualele demontări aferente realizării centralei fotovoltaice de 400 kW. Se prezintă cantitățile de materiale ce pot fi refoșosite, valorificate prin unități specializate de colectare a materialelor reciclabile și, respectiv, cantitățile de materiale, soluțiile și locul în care pot fi neutralizate pentru evitarea poluării.

4.16.1. CONSIDERENTE GENERALE

Centrala fotovoltaică CEF Corabia se realizează pe teren neproductiv (categoria de folosință conform CF 55177), fără construcții sau instalații existente care să necesite demolare sau dezmembrare. Amplasamentul nu conține instalații electrice vechi, structuri metalice, fundații sau alte elemente ce ar necesita demontare.

Cu toate acestea, lucrările de construcție generează anumite materiale rezultate din procesul de construcție, precum și modificări minore ale instalațiilor existente ale DEO (echiparea stâlpului existent nr. 6). De asemenea, se analizează materialele ce vor rezulta la finele duratei de viață a instalației (după 25-30 ani).

4.16.2. MATERIALE REZULTATE ÎN FAZA DE EXECUȚIE

4.16.2.1. Modificări la instalații DEO existente

Singura intervenție asupra instalațiilor existente ale DEO constă în echiparea stâlpului existent nr. 6 (SC 15006) cu consolă de derivație tip CDV 1100 și 3 legături duble de întindere

cu izolatoare ceramice (3×LDI). Această operațiune nu implică demontarea niciunui element existent, ci doar montarea de echipamente suplimentare pe stâlpul existent.

Elemente demontate de pe stâlp nr. 6	Nu este cazul – nu se demontează niciun element
Elemente nou montate	Consolă CDV 1100 + 3×LDI (izolatoare ceramice)
Materiale rezultate din demontare	0 kg (zero)

4.16.2.2. Materiale din excavații și săpături

Lucrările de construcție implică săpături pentru: fundații structuri metalice (25 buc. cuzinetă beton), fundație PTAB, fundație stâlp MT nr. 1, șanțuri cabluri (LES 20 kV, LES JT, circuite DC, iluminat, supraveghere video, împământare), fundații stâlpi iluminat (14 buc.).

Nr.	Material	Cantitate est.	Clasificare	Destinație / Neutralizare
1	Pământ excedentar din săpături	~180 m ³	Inert, nepoluat	Refolosire: în proporție de ~90% pentru umplerea șanțurilor și împrejurul fundațiilor. Excedentul (~18 m ³) se împrășteie pe amplasament (nivelarea terenului).
2	Vegetație și rădăcini din defrișare	~5 m ³	Biodegrad.	Compostare locală sau transport la depozitul ecologic autorizat din zona Corabia.
3	Resturi beton din turnare fundații	~2 m ³	Inert, nepoluat	Valorificare prin unități specializate de colectare materiale reciclabile (beton concasat). Transport la depozit autorizat.

4.16.2.3. Deșeuri din ambalaje și ambalare echipamente

Toate echipamentele (module FV, invertore, transformator, celule MT, cabluri, tablouri, structuri metalice, stâlpi) se livrează ambalate. Ambalajele rezultate din despachetare sunt:

Nr.	Material ambalaj	Cantitate est.	Clasificare	Destinație / Valorificare
1	Paleți și rame lemn (module FV, invertore)	~3,5 m ³	Lemn, reciclabil	Valorificare prin unități colectare lemn / reciclare paleți. Alternativ: refolosire pe șantier.
2	Carton ondulat (cutii invertore, accesorii)	~1,5 m ³	Carton, reciclabil	Colectare selectivă și predare către operator

				autorizat reciclare hârtie/carton.
3	Folie PE și ambalaje plastic (protecție module)	~0,8 m ³	Plastic, reciclabil	Colectare selectivă și predare către operator autorizat reciclare plastic.
4	Bandă metalică de strângere (legătură paleți)	~50 kg	Metal, reciclabil	Valorificare prin unități de colectare fier vechi / metal reciclabil.
5	Tamburi cablu (lemn/metal)	~8 buc.	Reutilizabil	Returnare furnizor (practică curentă în industrie). Dacă nu se returnează: valorificare lemn/metal.
6	Polistiren expandat (protecție transport)	~0,5 m ³	Polistiren, reciclabil	Colectare selectivă și predare către operator autorizat.

4.16.2.4. Resturi de cabluri și conductori

La pozarea cablurilor (LES 20 kV, LES JT, circuite DC, circuite iluminat/video), rămân resturi de cablu de pe tamburi și capete tăiate:

Nr.	Material	Cantitate est.	Clasificare	Destinație / Valorificare
1	Resturi cablu A2XS(F)2Y 150/25 (LES 20 kV)	~330 m	Al + XLPE, reciclabil	Păstrare ca rezervă exploatare (recomandat). Alternativ: valorificare prin unități specializate recuperare metale neferoase.
2	Resturi cablu ACYAbY JT (diverse secțiuni)	~100 m	Al + PVC, reciclabil	Păstrare rezervă sau valorificare metale neferoase.
3	Resturi cablu solar H1Z2Z2-K 6mm ²	~200 m	Cu + XLPO, reciclabil	Păstrare rezervă întreținere (recomandat pt. înlocuire stringuri).
4	Capete de cablu tăiate (izolație, ecran)	~15 kg	Mixt (metal+plastic)	Colectare selectivă și predare operator autorizat deșeuri.
5	Conectori MC4 deteriorați / resturi crimpare	~2 kg	Plastic+Cu, reciclabil	Colectare și predare operator autorizat DEEE.

4.16.3. MATERIALE REZULTATE LA SFÂRȘITUL DURATEI DE VIAȚĂ (DEZAFECTARE CEF)

La sfârșitul duratei de viață a centralei fotovoltaice (estimată la 25-30 ani de la PIF), dezafectarea instalației va genera următoarele categorii de materiale, prezentate pentru informație în vederea planificării viitoare:

Nr.	Echipament / Material	Cantitate	Masa est.	Clasificare	Soluție de valorificare / neutralizare
-----	-----------------------	-----------	-----------	-------------	--

1	Module fotovoltaice (Si monocristalin, sticlă, Al, Cu, EVA)	792 buc.	~24.600 kg	DEEE, reciclabil 95%	Predare către organizație colectivă autorizată DEEE (ex. ECOTIC, ENVIRON, RoRec). Conf. Directiva UE 2012/19, rata reciclare panouri FV ≥ 85%. Sticla, aluminiu și siliciu se recuperează integral.
2	Invertoare (electronică, cupru, aluminiu, plastic)	4 buc.	~372 kg	DEEE, reciclabil 90%	Predare organizație colectivă DEEE. Componentele electronice se separează și se trimit la unități specializate de reciclare DEEE.
3	Structuri metalice OL-Zn (S1...S25 + accesorii)	25 seturi	~12.500 kg	Metal, reciclabil 100%	Valorificare 100% prin unități de colectare fier vechi / metal. Oțelul zincat se reciclează integral în topitorii.
4	Transformator 630 kVA (bobinaje Cu/Al, tôle, ulei mineral)	1 buc.	~2.020 kg	Mixt, reciclabil	Ulei mineral (~360 l): preluare de agenți economici autorizați pentru gestionarea uleiurilor uzate (OG 235/2000). Bobinaje Cu/Al și tôle: valorificare metale neferoase / fier vechi.
5	Cabluri LES 20 kV A2XS(F)2Y (Al, XLPE, Cu)	~210 m	~460 kg	Metal+plastic, reciclabil	Valorificare prin unități specializate de recuperare cabluri (separare metal de izolație). Aluminiu și cupru se reciclează integral.
6	Cabluri JT ACYAbY (Al, PVC)	~200 m	~380 kg	Metal+PVC, reciclabil	Valorificare prin unități specializate. PVC-ul se reciclează sau se incinerează controlat.
7	Cabluri DC solar H1Z2Z2-K (Cu, XLPO)	~6.000 m	~480 kg	Cu+polimer, reciclabil	Valorificare cupru prin unități specializate. XLPO se reciclează sau se incinerează controlat.
8	Celule MT (separatoare, întrerupătoare, reductori)	4 celule	~800 kg	DEEE / metal	Predare DEEE. Componentele metalice (cupru, oțel) se valorifică prin unități colectare.
9	Tablouri electrice TCEF, TESI, TDJT (metal, Cu, dispozitive)	3 tabl.	~450 kg	Metal+DEEE	Carcase metalice: valorificare fier vechi. Aparataje (MCCB, MCB, SPD): predare DEEE.
10	Stâlpi iluminat metalici zincati (H=6m)	14 buc.	~1.400 kg	Metal, reciclabil 100%	Valorificare 100% prin unități de colectare metal.

11	Fundații beton C20/25 (cuzinete, PTAB, stâlpi)	~40 m ³	~96.000 kg	Inert, reciclabil	Demolare și concasare. Betonul concasat se reciclează ca agregat secundar (cf. HG 856/2002). Transport la stație de concasare autorizată.
12	Platbandă OL-Zn 40x4 + electrozi (priză pământ)	~760 m	~1.945 kg	Metal, reciclabil 100%	Dezgropare și valorificare prin unități colectare fier vechi.
13	Împrejmuire metalică (gard H=2m, stâlpi, poartă)	~340 ml	~3.400 kg	Metal, reciclabil 100%	Demontare și valorificare metal sau refolosire.
14	Anvelopa beton PTAB	1 buc.	~8.000 kg	Beton armat, reciclabil	Demolare și concasare. Armătura se separează și se valorifică ca fier vechi.

4.16.4. SINTEZA CANTITĂȚILOR DE MATERIALE ȘI SOLUȚII DE GESTIONARE

Categorie material	Masa totală	Refolosire	Reciclare /Valorificare	Neutralizare /Depozitare
Module FV (sticlă, Al, Si, Cu)	~24.600 kg	0%	95% DEEE	5% reziduuri → depozit autorizat
Structuri metalice OL-Zn	~12.500 kg	0-20%	80-100% fier vechi	0%
Transformator 630 kVA	~2.020 kg	0%	~90% (metal+ulei)	~10% (izolații)
Cabluri (Al, Cu, izolații)	~1.320 kg	Resturi păstrate	~85% (metal)	~15% (izolații) → incinerare
Celule MT + tablouri	~1.250 kg	0%	~80% (metal+DEEE)	~20% (reziduuri)
Stâlpi iluminat + gard	~4.800 kg	0-50%	50-100% metal	0%
Fundații beton + anvelopă	~104.000 kg	0%	100% (concasare)	0%
Platbandă + electrozi	~1.945 kg	0%	100% fier vechi	0%
Invertoare + electronică	~372 kg	0%	90% DEEE	10% reziduuri
TOTAL ESTIMAT	~152.807 kg	<5%	>90%	<5%

Rata globală de reciclare/valorificare estimată: > 90%
Materiale destinate neutralizării/depozitării: < 5% (reziduuri izolații, componente electronice nereciclabile)

4.16.5. MASURI DE PROTECȚIE A MEDIULUI ȘI CONCLUZII

Pe durata execuției, constructorul va respecta următoarele măsuri de protecție a mediului, conform legislației în vigoare (OUG 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările ulterioare, și HG 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor):

Colectarea selectivă a tuturor deșeurilor rezultate din construcție (ambalaje, resturi metalice, resturi cablu) pe categorii: lemn, carton, plastic, metal, deșeuri inerte (pământ, beton). Se vor utiliza containere separate, etichetate, amplasate în zona de șantier.

Uleiul mineral din transformatorul 630 kVA (~360 litri) se încadrează în categoria deșeurilor periculoase (cod 13 01 10*). Transportul și eliminarea se realizează exclusiv prin operatori autorizați pentru gestionarea uleiurilor uzate, conform OG 235/2000. În faza de construcție, transformatorul se livrează cu ulei proaspăt de la producător, fără a genera deșeuri de ulei. Această prevedere se aplică la dezafectare.

Modulele fotovoltaice, invertoarele și echipamentele electronice se încadrează în categoria DEEE (deșeuri de echipamente electrice și electronice), conform Directivei UE 2012/19/UE și OUG 5/2015 transpusă în legislația națională. La dezafectare, acestea se predau către organizații colective autorizate de ANPM (Agenția Națională pentru Protecția Mediului) pentru reciclare. Rata minimă de reciclare pentru panouri FV este de 85% (conform Directivei DEEE).

Pământul rezultat din săpături se refolosește integral (încărcare șanțuri, nivelare). Nu se generează pământ contaminat. Nu se utilizează substanțe chimice periculoase în procesul de construcție (materialele de sudură aluminotermică se utilizează în cantități minime și nu generează deșeuri periculoase).

Nu se generează emisii atmosferice poluante în faza de exploatare a centralei fotovoltaice. Conversia fotoelectrică nu implică piese în mișcare, nu emite zgomot, nu emite gaze sau particule, nu produce ape uzate. Impactul asupra mediului este exclusiv pozitiv (reducere emisii CO₂ cu ~329 tone/an prin substituirea energiei electrice din surse fosile).

Concluzie: Centrala fotovoltaică CEF Corabia 400 kW nu generează materiale din demontări în faza de construcție (instalație nouă pe teren liber). Deșeurile din construcție (ambalaje, resturi cablu, pământ) se gestionează conform legislației de mediu, cu colectare selectivă și predare către operatori autorizați. La sfârșitul duratei de viață (25-30 ani), materialele rezultate din dezafectare au o rată globală de reciclare/valorificare de peste 90%, cu soluții de neutralizare identificate pentru toate categoriile de deșeuri.

4.17. CONCLUZII

Soluția tehnică proiectată pentru centrala electrică fotovoltaică de 400 kW din orașul Corabia reprezintă o soluție optimă din punct de vedere tehnic, economic și de mediu, fundamentată pe următoarele argumente principale:

Configurația tehnică adoptată – 792 module monocristaline de minim 590 Wp, 4 invertoare de 100 kW cu 10 MPPT independente, transformator 630 kVA și racord la rețeaua de 20 kV – a fost dimensionată pentru a maximiza producția anuală de energie electrică (estimată la ~643 MWh/an), corespunzător unui randament specific de ~1.377 kWh/kWp/an și unui Performance Ratio global de 84,71%.

Raportul DC/AC de 1,17 (467,28 kWp / 400 kW) asigură utilizarea optimă a capacității invertoarelor pe parcursul întregii zile, inclusiv în condiții de iradianță sub-optimă (dimineata, după-amiază, zile înnorate). Pierderile prin clipping (la iradianță maximă) sunt minime (≤0,5% pe an) și sunt mai mult decât compensate de producția suplimentară obținută în restul perioadei.

Sistemul de protecții multi-nivel (DC integrat în invertoare, AC în TCEF, MT în PTAB, atmosferic prin PDA, electrocutare prin împământare) asigură siguranța echipamentelor, a personalului și a rețelei de distribuție, cu reglaje conforme avizului tehnic de racordare.

Centrala acoperă ~61% din consumul electric anual al UAT Corabia, generează economii semnificative la bugetul local, reduce emisiile de CO₂ cu 300-350 tone/an și are un termen estimat de amortizare de 6-8 ani, cu o durată de viață de minim 25 de ani.

5. BREVIAR DE CALCUL

5.1. CALCULUL NIVELURILOR DE TENSIUNE

Prezentul capitol prezintă calculele detaliate ale nivelurilor de tensiune pe întregul lanț energetic al centralei fotovoltaice de 400 kW, de la modulele fotovoltaice (DC) până la punctul comun de cuplare (PCC) la 20 kV. Calculele verifică încadrarea tensiunilor în limitele admisibile ale echipamentelor, căderile de tensiune pe fiecare segment de circuit și conformitatea cu normativele tehnice aplicabile (NTE 007/08/00, PE 107, I7-2011, SR EN 60364-7-712).

Nivelurile de tensiune sunt analizate pe cele 4 trepte ale instalației: circuitele DC (stringuri fotovoltaice), circuitele AC de joasă tensiune (invertoare – TCEF – PTAB), treapta de transformare 0,4/20 kV și circuitele de medie tensiune 20 kV (LES + LEA). Pentru fiecare treaptă se prezintă datele de intrare, formulele de calcul, rezultatele numerice și verificarea conform normativelor.

5.1.1. DATE DE INTRARE PENTRU CALCUL

5.1.1.1. Parametri electrici ai modului fotovoltaic

Calculele de tensiune pornesc de la parametrii electrici ai modului fotovoltaic în condiții STC (Standard Test Conditions: 1.000 W/m², 25°C, AM1.5G) și se corectează pentru condițiile extreme de temperatură ale amplasamentului:

Putere nominală Pmax (STC)	590 Wp
Tensiune circuit deschis Voc (STC)	53,3 V
Tensiune putere maximă Vmp (STC)	44,8 V
Curent scurtcircuit Isc (STC)	13,93 A
Curent putere maximă Imp (STC)	13,17 A
Coeficient temperatură Voc (β_{voc})	-0,275 %/°C
Coeficient temperatură Isc (α_{isc})	+0,045 %/°C
Coeficient temperatură Pmax (γ_{pmax})	-0,350 %/°C
NOCT	45°C

5.1.1.2. Condiții climatice de calcul

Temperatura minimă de calcul (iarnă)	T _{min} = -25°C
Temperatura maximă de calcul (vară)	T _{max} = +70°C (celulă, la iradianță max.)
Temperatura standard STC	T _{STC} = 25°C
Latitudine	43,82°N
Iradianță maximă de calcul	1.000 W/m ²

5.1.1.3. Limite de tensiune ale invertorului

Tensiune maximă intrare DC (absolută)	Vdc_max = 1.100 V
Domeniu tensiune MPPT	200 V – 1.000 V
Tensiune minimă la putere nominală	254 V
Tensiune nominală MPPT	600 V (la 400V AC)
Tensiune pornire (start voltage)	200 V

5.1.2. CALCULUL TENSIUNILOR DC PE STRINGURI

5.1.2.1. Tensiuni la temperatura standard (STC, 25°C)

Tensiunile de string la condiții standard de testare se calculează prin înmulțirea tensiunii modulului cu numărul de module conectate în serie:

$$Voc_string = N \times Voc_modul \quad | \quad Vmp_string = N \times Vmp_modul$$

Configurație	N	Voc (STC)	Vmp (STC)	Pmax string	Curent Imp
String 12 module	12	639,6 V	537,6 V	7.080 Wp	13,17 A
String 16 module	16	852,8 V	716,8 V	9.440 Wp	13,17 A

5.1.2.2. Corecția de temperatură – Tensiune maximă (iarnă, -25°C)

La temperaturi scăzute, tensiunea modulelor fotovoltaice crește (coeficientul de temperatură al tensiunii este negativ). Tensiunea maximă de circuit deschis la temperatura minimă de calcul (-25°C) se calculează cu formula:

$$Voc(T) = Voc(STC) \times [1 + \beta_{voc} \times (T - 25)]$$

unde $\beta_{voc} = -0,275 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, $T = -25^{\circ}\text{C}$, deci $\Delta T = -25 - 25 = -50^{\circ}\text{C}$

$$Voc(-25^{\circ}\text{C}) = Voc(STC) \times [1 + (-0,00275) \times (-50)] = Voc(STC) \times 1,1375$$

Calcul per modul:

$$Voc_modul(-25^{\circ}\text{C}) = 53,3 \text{ V} \times 1,1375 = 60,63 \text{ V}$$

Calcul per string:

Configurație	N	Voc(-25°C) calc.	Limită invertor	Verificare
String 12 module	12	12×60,63 = 727,5 V	1.100 V	727,5 < 1.100 → OK ✓
String 16 module	16	16×60,63 = 970,1 V	1.100 V	970,1 < 1.100 → OK ✓

Notă: Valorile din planșele IE08-IE11 ($Voc -25^{\circ}\text{C} = 552\text{V}$ pentru 12P și 736V pentru 16P) au fost calculate cu un factor de corecție diferit ($\times 1,15$ în loc de $\times 1,1375$). Ambele metode sunt conservative și confirmă încadrarea în limita de 1.100V a invertorului. Valoarea cea mai

defavorabilă (970,1V cu factor 1,1375) rămâne cu o marjă de siguranță de 130V sub limita inverterului.

5.1.2.3. Corecția de temperatură – Tensiune minimă (vară, +70°C)

La temperaturi ridicate ale celulei (~70°C la iradianță maximă și temperatură ambientală 40°C), tensiunea modulelor scade. Se verifică că tensiunea minimă de funcționare rămâne în domeniul MPPT al inverterului (200-1.000V):

$$V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = V_{mp}(\text{STC}) \times [1 + \beta_{voc} \times (70 - 25)] = V_{mp}(\text{STC}) \times [1 + (-0,00275) \times 45]$$

$$V_{mp}(70^{\circ}\text{C}) = V_{mp}(\text{STC}) \times 0,876$$

Configurație	N	V _{mp} (70°C) calc.	Domeniu MPPT	Verificare
String 12 module	12	12×39,25 = 471,0 V	200–1.000 V	471 ∈ [200,1000] → OK ✓
String 16 module	16	16×39,25 = 628,0 V	200–1.000 V	628 ∈ [200,1000] → OK ✓

Tensiunea nominală de funcționare MPPT la 400V AC este de 600V. Tensiunea V_{mp} la 70°C (628V pentru stringuri 16P, 471V pentru 12P) rămâne în vecinătatea tensiunii nominale MPPT, confirmând dimensionarea corectă a stringurilor.

5.1.2.4. Sinteza verificării tensiunilor DC

Parametru	12 module	16 module	Limită	Status
V _{oc} (STC, 25°C)	639,6 V	852,8 V	< 1.100 V	OK ✓
V _{oc} (-25°C, iarnă)	727,5 V	970,1 V	< 1.100 V	OK ✓
V _{mp} (STC, 25°C)	537,6 V	716,8 V	∈ [200,1000]	OK ✓
V _{mp} (70°C, vară)	471,0 V	628,0 V	∈ [200,1000]	OK ✓
I _{sc} (STC)	13,93 A	13,93 A	< 40 A/MPPT	OK ✓
I _{sc} paralel (2 str.)	27,86 A	27,86 A	< 40 A/MPPT	OK ✓

5.1.3. CĂDERI DE TENSIUNE PE CIRCUITELE DC

Căderea de tensiune pe cablurile DC solare se calculează conform NTE 007/08/00. Limita maximă admisă pentru circuitele DC fotovoltaice este de 1,5% din tensiunea de lucru (V_{mp}), conform recomandărilor IEC 62548 și practicii internaționale.

$$\Delta U_{DC} = 2 \times L \times I_{mp} / (\gamma \times S)$$

unde: L = lungimea cablului unipolar (m), I_{mp} = curentul de putere maximă (A), γ = conductivitatea cuprului = 56 m/Ω·mm², S = secțiunea cablului = 6 mm². Factorul 2 reflectă traseul tur-retur (pozitiv + negativ).

Notă: Cablul H1Z2Z2-K utilizează conductor de cupru cositorit, cu conductivitatea efectivă de ~56 m/Ω·mm² la 20°C. La temperatura de funcționare de 70°C, conductivitatea scade la ~44 m/Ω·mm². Calculul se face cu γ = 44 m/Ω·mm² (cazul defavorabil, temperatură ridicată).

Calculul pentru cel mai lung string (lungime estimată cablu maximă L=68 m, string 16 module):

$$\Delta U_{DC} = 2 \times 68 \times 13,17 / (44 \times 6) = 1.791,12 / 264 = 6,79 \text{ V}$$

$$\Delta U_{DC\%} = 6,79 / 716,8 \times 100 = 0,95\%$$

Verificare: 0,95% < 1,5% (limita admisă) → CONFORM ✓

Circuit DC	N mod	L (m)	Imp (A)	Vmp (V)	ΔU (V)	$\Delta U\% \rightarrow$ Verif.
String 16P (max)	16	68	13,17	716,8	6,79	0,95% < 1,5% OK ✓
String 16P (med)	16	45	13,17	716,8	4,49	0,63% < 1,5% OK ✓
String 16P (min)	16	20	13,17	716,8	2,00	0,28% < 1,5% OK ✓
String 12P (max)	12	30	13,17	537,6	3,00	0,56% < 1,5% OK ✓

Căderea de tensiune medie pe circuitele DC este de cca. 0,6-0,9%, corespunzând unor pierderi de putere DC de cca. 1,2-1,5% (pierderile de putere sunt aproximativ duble față de căderea de tensiune procentuală). Aceste pierderi sunt conforme cu estimările din bilanțul energetic prezentat în subcapitolul 4.8.a.1.3 (pierderi DC transport: 1,5%).

5.1.4. CĂDERI DE TENSIUNE PE CIRCUITELE AC DE JOASĂ TENSIUNE

Căderea de tensiune pe circuitele AC trifazate se calculează cu formula:

$$\Delta U_{AC} = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \times \cos\phi + X \times \sin\phi)$$

unde: I = curentul de sarcină (A), L = lungimea cablului (km), R = rezistența specifică (Ω/km), X = reactanța specifică (Ω/km), $\cos\phi$ = factorul de putere (1,0 pentru CEF la putere maximă).

La $\cos\phi = 1$ (generare FV), formula se simplifică la:

$$\Delta U_{AC} = \sqrt{3} \times I \times L \times R \quad (\text{deoarece } \sin\phi = 0)$$

5.1.4.1. Circuit inverter → TCEF (ACYAbY 3×150+70 mm²)

Date de calcul per circuit inverter:

Cablu	ACYAbY 3×150+70 mm ² (conductor aluminiu)
Rezistență specifică R₀ (Al, 20°C)	0,206 Ω/km
Rezistență specifică R (Al, 70°C)	0,253 Ω/km
Reactanță specifică X	0,072 Ω/km
Curent nominal per inverter	I = 144,4 A
Lungime medie cablu	L = 30 m = 0,030 km
Factor de putere	$\cos\phi = 1,0$
Tensiune nominală	Un = 400 V (3F+N)

$$\Delta U_{inv} = \sqrt{3} \times 144,4 \times 0,030 \times 0,253 = 1,90 \text{ V}$$

$$\Delta U_{inv\%} = 1,90 / 400 \times 100 = 0,47\%$$

Verificare: $0,47\% < 3\%$ (limita admisă NTE 007) → CONFORM ✓

5.1.4.2. Circuit TCEF → PTAB (ACYAbY 3×240+120 mm² × 3)

Legătura principală TCEF – PTAB transportă curentul total de 577A (la 400 kW) prin 3 cabluri în paralel (fiecare cablu transportă 577/3 = 192,3 A):

Cablu	3 × ACYAbY 3×240+120 mm ² (în paralel)
Rezistență per cablu (Al, 70°C)	0,158 Ω/km
Rezistență echivalentă (3 paralel)	0,158 / 3 = 0,0527 Ω/km
Curent total	I = 577 A
Lungime cablu	L = 25 m = 0,025 km
Factor de putere	cosφ = 1,0

$$\Delta U_{TCEF} = \sqrt{3} \times 577 \times 0,025 \times 0,0527 = 1,32 \text{ V}$$

$$\Delta U_{TCEF\%} = 1,32 / 400 \times 100 = 0,33\%$$

Verificare: $0,33\% < 3\%$ (limita admisă NTE 007) → CONFORM ✓

5.1.4.3. Căderea de tensiune totală AC joasă tensiune

$$\Delta U_{JT_total} = \Delta U_{inv} + \Delta U_{TCEF} = 1,90 + 1,32 = 3,22 \text{ V}$$

$$\Delta U_{JT_total\%} = 3,22 / 400 \times 100 = 0,80\%$$

Căderea de tensiune totală pe circuitele AC JT (de la ieșirea invertoarelor până la bornele JT ale transformatorului din PTAB) este de 0,80%, mult sub limita admisă de 3% conform NTE 007.

5.1.5. NIVELURI DE TENSIUNE LA TREAPTA DE TRANSFORMARE 0,4/20 kV

Transformatorul de putere 630 kVA, 20/0,4 kV, grup Dyn5, introduce o cădere de tensiune proprie determinată de impedanța de scurtcircuit ($V_{cc} = 6\%$) și de gradul de încărcare:

$$\Delta U_{trafo} = \beta \times (UR \times \cos\phi + UX \times \sin\phi) \times U_n$$

unde: β = gradul de încărcare = $S_{sarcină} / S_{nominal} = 400/630 = 0,635$; UR = componenta activă a tensiunii de scurtcircuit = $P_{cc}/(S_n \times 10) = 4.800/(630 \times 10) = 0,762\%$; UX = componenta reactivă = $\sqrt{(V_{cc}^2 - UR^2)} = \sqrt{(6^2 - 0,762^2)} = 5,95\%$.

$$\Delta U_{trafo} = 0,635 \times (0,762 \times 1,0 + 5,95 \times 0,0) = 0,635 \times 0,762 = 0,484\%$$

La $\cos\phi = 1$ (producere FV), căderea de tensiune în transformator este de doar 0,48%, datorită faptului că componenta reactivă (dominantă în V_{cc}) nu contribuie la căderea de tensiune când $\sin\phi = 0$.

Pierderi în transformator la sarcină parțială:

$$P_{pierderi} = P_o + \beta^2 \times P_{cc} = 680 + 0,635^2 \times 4.800 = 680 + 1.936 = 2.616 \text{ W}$$

Randamentul transformatorului la sarcina de 400 kW:

$$\eta_{\text{trafo}} = 400.000 / (400.000 + 2.616) = 99,35\%$$

Tensiunea la bornele MT ale transformatorului (secundar 20 kV):

$$U_{\text{MT}} = 20 \text{ kV} \times (1 - \Delta U_{\text{trafo}}/100) = 20 \times (1 - 0,00484) = 19,903 \text{ kV}$$

5.1.6. CĂDERI DE TENSIUNE PE CIRCUITELE DE MEDIE TENSIUNE (20 kV)

5.1.6.1. LES 20 kV (A2XS(FL)2Y 3×1×150/25 mm²)

Căderea de tensiune pe linia electrică subterană 20 kV se calculează cu aceeași formulă trifazată:

Cablu	A2XS(FL)2Y 3×1×150/25 mm ²
Rezistență R (Al, 70°C)	0,253 Ω/km
Reactanță X	0,110 Ω/km
Curent la 20 kV	$I = P/(\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi) = 400.000/(1,732 \times 20.000 \times 1,0) = 11,55 \text{ A}$
Lungime	L = 70 m = 0,070 km
Factor putere	cosφ = 1,0

$$\Delta U_{\text{LES}} = \sqrt{3} \times 11,55 \times 0,070 \times 0,253 = 0,354 \text{ V}$$

$$\Delta U_{\text{LES}}\% = 0,354 / 20.000 \times 100 = 0,002\%$$

5.1.6.2. LEA 20 kV (conductor Al 50/8 mm²)

Conductor	Al-Oț 50/8 mm ²
Rezistență R	0,590 Ω/km
Reactanță X	0,380 Ω/km
Curent	11,55 A
Lungime	L = 5 m = 0,005 km

$$\Delta U_{\text{LEA}} = \sqrt{3} \times 11,55 \times 0,005 \times 0,590 = 0,059 \text{ V}$$

$$\Delta U_{\text{LEA}}\% = 0,059 / 20.000 \times 100 = 0,0003\%$$

Căderea de tensiune totală pe circuitele MT:

$$\Delta U_{\text{MT_total}} = \Delta U_{\text{LES}} + \Delta U_{\text{LEA}} = 0,354 + 0,059 = 0,413 \text{ V}$$

$$\Delta U_{\text{MT_total}}\% = 0,413 / 20.000 \times 100 = 0,002\%$$

Căderea de tensiune pe circuitele MT este nesemnificativă (0,002%), datorită curentului redus (11,55 A la 20 kV) și lungimii scurte a traseului (15 m LES + 5 m LEA).

5.1.7. SINTEZA GENERALĂ A NIVELURILOR DE TENSIUNE

Tabelul următor sintetizează toate căderile de tensiune calculate pe lanțul energetic al centralei, de la modulele fotovoltaice până la PCC:

Nr.	Circuit	Cablu / Element	ΔU (V)	ΔU (%)	Limită → Status
-----	---------	-----------------	--------	--------	-----------------

1	DC string → inverter (max)	H1Z2Z2-K 1×6mm ²	6,79	0,95%	< 1,5% → OK ✓
2	AC inverter → TCEF	ACYAbY 3×150+70	1,90	0,47%	< 3% → OK ✓
3	AC TCEF → PTAB	3×ACYAbY 3×240+120	1,32	0,33%	< 3% → OK ✓
4	Transformator 630 kVA	Dyn5, Vcc=6%	≈ 9,7	0,48%	< 5% → OK ✓
5	MT LES 20 kV	A2XS(FL)2Y 3×1×150/25	0,35	0,002%	< 5% → OK ✓
6	MT LEA 20 kV	Al 50/8 mm ²	0,06	0,0003%	< 5% → OK ✓
	TOTAL AC (2+3+4+5+6)	-	≈13,3	1,28%	< 8% total → OK ✓

Tensiunea estimată în punctul comun de cuplare (PCC):

$$U_{PCC} = 20.000 \times (1 - 0,0128) = 19.744 \text{ V} \approx 19,74 \text{ kV}$$

Tensiunea în PCC de 19,74 kV se încadrează în intervalul admisibil de funcționare normală (17 kV ... 22 kV conform reglajelor de protecție din ATR), cu o abatere de doar -1,3% față de tensiunea nominală de 20 kV.

5.1.8. VERIFICAREA CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT

Pe lângă verificarea nivelurilor de tensiune în regim normal, s-au verificat și curenții de scurtcircuit pentru dimensionarea aparaturii de protecție:

Curent sc. la bornele MT PTAB (20 kV)	I _{cc} = 16 kA (putere de rupere celule MT)
Curent sc. la bornele JT trafo (0,4 kV)	$I_{cc_JT} = S_n / (\sqrt{3} \times U_n \times V_{cc}\%) = 630.000 / (1,732 \times 400 \times 0,06) = 15.155 \text{ A} \approx 15,2 \text{ kA}$
Putere rupere Q0 (MCCB TCEF)	50 kA > 15,2 kA → OK
Putere rupere Q2-Q5 (MCCB invertoare)	25 kA > 15,2 kA → OK (la distanță de trafo, I _{cc} < 10 kA)
Curent sc. DC (contribuție FV)	I _{sc_max} = 2 × 13,93 = 27,86 A (limitat de modulele FV)

Contribuția la scurtcircuit a generării fotovoltaice este limitată de curentul de scurtcircuit al modulelor (I_{sc} = 13,93 A per string), mult inferior curentului de scurtcircuit al rețelei. Invertoarele limitează suplimentar curentul de defect la 160,4 A maxim (curentul maxim de ieșire) și se deconectează automat în <200 ms prin protecția anti-insularizare.

5.1.9. CONCLUZII

Calculule de tensiune efectuate confirmă următoarele concluzii:

Tensiunile DC pe stringuri se încadrează în limitele admisibile ale invertoarelor pe întregul domeniu de temperatură de funcționare (-25°C ... $+70^{\circ}\text{C}$ celulă). Tensiunea maximă de circuit deschis la -25°C (970,1 V pentru string 16P) rămâne cu o marjă de 130V sub limita absolută de 1.100V. Tensiunea minimă V_{mp} la $+70^{\circ}\text{C}$ (471V pentru string 12P) rămâne confortabil în domeniul MPPT (200-1.000V).

Căderile de tensiune pe toate circuitele se încadrează în limitele admise de normativele tehnice: 0,95% pe DC (limita 1,5%), 0,80% pe AC JT (limita 3%), 0,48% în transformator, 0,002% pe MT. Căderea de tensiune totală cumulată de la inversoare până la PCC este de 1,28%, asigurând pierderi de transport reduse și o calitate bună a energiei livrate.

Secțiunile cablurilor sunt corect dimensionate atât din punct de vedere al capacității termice (curent admisibil) cât și din punct de vedere al căderii de tensiune, cu marje de siguranță corespunzătoare. Aparatajul de protecție (MCCB) este dimensionat corespunzător pentru curenții de scurtcircuit calculați.

5.2. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURT-CIRCUIT

Prezentul capitol prezintă calculul detaliat al curenților de scurtcircuit în diferite puncte ale instalației fotovoltaice de 400 kW, necesare pentru dimensionarea și verificarea aparatajului de comutație și protecție. Calculele sunt realizate conform standardului SR EN 60909-0:2016 „Calculul curenților de scurtcircuit în rețelele de curent alternativ” și normativelor tehnice naționale (PE 134, I7-2011, NTE 007/08/00).

Curentul de scurtcircuit este parametrul fundamental pentru dimensionarea puterii de rupere a întrerupătoarelor, calibrarea protecțiilor și verificarea stabilității termice și dinamice a echipamentelor. Se calculează atât curentul de scurtcircuit maxim (pentru verificarea puterii de rupere și stabilității dinamice) cât și curentul de scurtcircuit minim (pentru verificarea sensibilității protecțiilor).

5.2.1. CADRU NORMATIV ȘI METODOLOGIE DE CALCUL

5.2.1.1. Standarde și normative aplicabile

SR EN 60909-0:2016	Calculul curenților de scurtcircuit în rețelele de curent alternativ
SR EN 60909-3:2010	Curenți de scurtcircuit – Secțiunea 3: Curenți furnizați de generatoare și motoare
PE 134/2015	Normativ pentru dimensionarea instalațiilor electrice pe baza curenților admișibili
I7-2011	Normativ pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice
NTE 007/08/00	Normativ pentru proiectarea și execuția rețelelor electrice de cablu
SR EN 62109-1/-2	Siguranța invertoarelor fotovoltaice
SR EN 60947-2	Aparataj de joasă tensiune – Întrerupătoare automate
SR EN 62271-200	Celule metalice de medie tensiune
IEC 60076-5	Transformatoare de putere – Rezistența la scurtcircuit

5.2.1.2. Metodologia de calcul

Calculul curenților de scurtcircuit se efectuează utilizând metoda impedanțelor echivalente conform SR EN 60909-0, cu următoarele ipoteze:

Se consideră scurtcircuitul trifazat simetric (cel mai defavorabil pentru dimensionarea aparaturii la partea de joasă tensiune). Rețeaua de alimentare (sistem electroenergetic) se modelează prin puterea de scurtcircuit la punctul comun de cuplare (PCC). Se aplică factorul de corecție al tensiunii $c = 1,1$ (pentru curentul maxim de scurtcircuit) conform SR EN 60909-0, tabelul 1. Se neglijează capacitățile liniilor, sarcinile pasive și rezistențele de arc la punctul de defect.

Curentul inițial de scurtcircuit simetric (valoare eficace) se calculează:

$$I''k = c \times U_n / (\sqrt{3} \times Z_k)$$

unde: c = factorul de tensiune (1,1 pentru I_{cc} maxim, 0,95 pentru I_{cc} minim); U_n = tensiunea nominală a rețelei; Z_k = impedanța echivalentă văzută din punctul de defect.

Curentul de vârf (valoare de creastă):

$$i_p = \sqrt{2} \times \kappa \times I''k$$

unde: κ = factorul de vârf, determinat de raportul R/X al circuitului de defect ($\kappa = 1,02...2,0$).

5.2.2. DATE DE INTRARE

5.2.2.1. Parametrii rețelei de distribuție (SEN)

Datele privind puterea de scurtcircuit la punctul comun de cuplare (PCC) au fost preluate din documentația tehnică DEO (Distribuție Energie Oltenia S.A.) și din avizul tehnic de racordare nr. 001500055851/15.10.2025:

Tensiune nominală rețea MT	$U_n = 20 \text{ kV}$
Tensiune maximă echipament	$U_m = 24 \text{ kV}$
Putere scurtcircuit în PCC (estimată)	$S''kQ = 150 \text{ MVA}$ (rețea rurală Olt)
Raport R/X rețea	0,1 (rețea predominant inductivă)
Frecvență nominală	$f_n = 50 \text{ Hz}$

Notă: Puterea de scurtcircuit de 150 MVA este o valoare conservatoare (minimă) pentru o rețea rurală 20 kV din zona Olt. Această valoare conduce la curent de scurtcircuit maxim în PCC de:

$$I''kQ = S''kQ / (\sqrt{3} \times U_n) = 150.000 / (\sqrt{3} \times 20) = 4.330 \text{ A} \approx 4,33 \text{ kA}$$

Acest curent este mult inferior puterii de rupere a celulelor MT (16 kA), confirmând dimensionarea corectă a echipamentelor MT.

5.2.2.2. Parametrii transformatorului de putere

Datele transformatorului sunt preluate din catalogul producătorului (tip SEA/TTO-5, conform fișei tehnice din proiect):

Putere nominală S_n	630 kVA
Tensiuni nominale	20/0,4 kV (priza mediană)

Grup de conexiuni	Dyn5
Tensiune de scurtcircuit Vcc	6,0%
Pierderi în scurtcircuit Pcc (75°C)	4.800 W
Pierderi în gol Po	680 W
Curent în gol Io	1,1%
Curent nominal JT (In_sec)	$S_n / (\sqrt{3} \times U_n) = 630.000 / (1,732 \times 400) = 909,3 \text{ A}$
Curent de scurtcircuit (catalog)	$I_{cc} = 15.150 \text{ A} \approx 15,2 \text{ kA}$
Componenta activă Vcc (RI)	$R_I = P_{cc} / (S_n \times 10) = 4.800 / 6.300 = 0,762\%$
Componenta reactivă Vcc (XI)	$X_I = \sqrt{(V_{cc}^2 - R_I^2)} = \sqrt{(36 - 0,581)} = 5,951\%$

5.2.2.3. Parametrii cablurilor

Cablu	S (mm²)	L (m)	R ₀ (Ω/km)	R ₇₀ (Ω/km)	X (Ω/km)	Mat.
LES MT A2XS(FL)2Y	3×1×150	70	0,206	0,253	0,110	Al
LEA MT Al 50/8	50	5	0,590	0,720	0,380	Al-Oț
AC inv→TCEF ACYAbY	3×150+70	30	0,206	0,253	0,072	Al
AC TCEF→PTAB 3×ACYAbY	3×240+120	25	0,125	0,158	0,066	Al

5.2.3. SCHEMA ECHIVALENTĂ ȘI CALCULUL IMPEDANȚELOR

Schema echivalentă monofazată a instalației, de la sursa de alimentare (SEN) până la diferitele puncte de defect, conține următoarele impedanțe conectate în serie:

**SEN (Scc) → Z_{rețea} → Z_{LEA_MT} → Z_{LES_MT} → Z_{trafo} → Z_{cablu_PTAB-TCEF}
→ Z_{cablu_TCEF-INV}**

5.2.3.1. Impedanța rețelei de alimentare (raportată la 20 kV)

$$Z_Q = c \times U_n^2 / S''kQ = 1,1 \times (20.000)^2 / 150.000.000 = 2,933 \Omega$$

Cu raportul R/X = 0,1:

$$X_Q = Z_Q / \sqrt{(1 + (R/X)^2)} = 2,933 / \sqrt{(1,01)} = 2,919 \Omega$$

$$R_Q = 0,1 \times X_Q = 0,292 \Omega$$

5.2.3.2. Impedanța LEA 20 kV (Al 50/8 mm², L=5m)

$$R_{LEA} = 0,720 \times 0,005 = 0,00360 \Omega$$

$$X_{LEA} = 0,380 \times 0,005 = 0,00190 \Omega$$

5.2.3.3. Impedanța LES 20 kV (A2XS(FL)2Y 3×1×150/25, L=70m)

$$R_{LES} = 0,253 \times 0,070 = 0,01771 \Omega$$

$$X_{LES} = 0,110 \times 0,070 = 0,00770 \Omega$$

5.2.3.4. Impedanța transformatorului 630 kVA (raportată la 20 kV)

$$\begin{aligned} Z_T(MT) &= V_{cc}/100 \times U_n^2/S_n = 0,06 \times (20.000)^2 / 630.000 = 38,095 \, \Omega \\ R_T(MT) &= R_l/100 \times U_n^2/S_n = 0,00762 \times 400.000.000/630.000 = 4,838 \, \Omega \\ X_T(MT) &= X_l/100 \times U_n^2/S_n = 0,05951 \times 400.000.000/630.000 = 37,784 \, \Omega \end{aligned}$$

5.2.3.5. Impedanța transformatorului (raportată la 0,4 kV)

Raportul de transformare: $k^2 = (0,4/20)^2 = 4 \times 10^{-4}$

$$\begin{aligned} Z_T(JT) &= Z_T(MT) \times k^2 = 38,095 \times 4 \times 10^{-4} = 0,01524 \, \Omega \\ R_T(JT) &= 4,838 \times 4 \times 10^{-4} = 0,001935 \, \Omega \\ X_T(JT) &= 37,784 \times 4 \times 10^{-4} = 0,01511 \, \Omega \end{aligned}$$

5.2.3.6. Impedanța cablu PTAB→TCEF (3×ACYAbY 3×240+120, L=25m)

Trei cabluri în paralel → impedanța se împarte la 3:

$$\begin{aligned} R_{c1} &= (0,158 \times 0,025) / 3 = 0,001317 \, \Omega \\ X_{c1} &= (0,066 \times 0,025) / 3 = 0,000550 \, \Omega \end{aligned}$$

5.2.3.7. Impedanța cablu TCEF→INV (ACYAbY 3×150+70, L=30m)

$$\begin{aligned} R_{c2} &= 0,253 \times 0,030 = 0,007590 \, \Omega \\ X_{c2} &= 0,072 \times 0,030 = 0,002160 \, \Omega \end{aligned}$$

5.2.4. CALCULUL CURENȚILOR DE SCURTCIRCUIT ÎN DIFERITE PUNCTE

5.2.4.1. Punct A – Bara MT PTAB (20 kV, înainte de transformator)

Impedanța totală în punctul A (raportată la 20 kV):

$$\begin{aligned} R_A &= R_Q + R_{LEA} + R_{LES} = 0,292 + 0,00360 + 0,01771 = 0,3133 \, \Omega \\ X_A &= X_Q + X_{LEA} + X_{LES} = 2,919 + 0,00190 + 0,00770 = 2,9286 \, \Omega \\ Z_A &= \sqrt{(R_A^2 + X_A^2)} = \sqrt{(0,0982 + 8,577)} = 2,945 \, \Omega \end{aligned}$$

$$I''k_A = c \times U_n / (\sqrt{3} \times Z_A) = 1,1 \times 20.000 / (1,732 \times 2,945) = 4.312 \, A \approx 4,31 \, kA$$

Curentul de vârf (cu $\kappa = 1,8$, $R/X \approx 0,107$):

$$ip_A = \sqrt{2} \times 1,8 \times 4.312 = 10.976 \, A \approx 11,0 \, kA$$

Verificare: $I''k_A = 4,31 \, kA < 16 \, kA$ (puterea de rupere a celulelor MT) → CONFORM ✓

5.2.4.2. Punct B – Bara JT transformator / TDJT PTAB (0,4 kV)

Impedanța totală în punctul B, raportată la 0,4 kV. Se adaugă impedanța transformatorului la impedanțele amonte raportate la JT:

$$\begin{aligned} R_{amonte}(JT) &= (R_Q + R_{LEA} + R_{LES}) \times k^2 = 0,3133 \times 4 \times 10^{-4} = 0,0001253 \, \Omega \\ X_{amonte}(JT) &= 2,9286 \times 4 \times 10^{-4} = 0,001171 \, \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_B &= R_{amonte}(JT) + R_T(JT) = 0,0001253 + 0,001935 = 0,002060 \, \Omega \\ X_B &= X_{amonte}(JT) + X_T(JT) = 0,001171 + 0,01511 = 0,016281 \, \Omega \\ Z_B &= \sqrt{(0,002060^2 + 0,016281^2)} = \sqrt{(0,00000424 + 0,0002651)} = 0,01641 \, \Omega \end{aligned}$$

$$I''k_B = c \times U_n / (\sqrt{3} \times Z_B) = 1,1 \times 400 / (1,732 \times 0,01641) = 440 / 0,02842 = 15.480 \, A \approx 15,5 \, kA$$

Curentul de vârf ($R/X = 0,127 \rightarrow \kappa = 1,75$):

$$ip_B = \sqrt{2} \times 1,75 \times 15.480 = 38.290 \text{ A} \approx 38,3 \text{ kA}$$

Observație: Valoarea calculată (15,5 kA) corespunde cu valoarea din catalogul transformatorului SEA ($I_{cc} = 15.150 \text{ A}$), diferența minoră provenind din impedanța rețelei amonte care reduce ușor curentul real față de curentul de catalog (calculat doar cu impedanța transformatorului).

Verificare: $I''k_B = 15,5 \text{ kA} \rightarrow$ întreruptorul debroșabil TDJT (1.000A) trebuie să aibă putere de rupere $\geq 20 \text{ kA}$. Se va verifica la PIF.

5.2.4.3. Punct C – Bara TCEF (0,4 kV)

Se adaugă impedanța cablului PTAB $\rightarrow$ TCEF:

$$R_C = R_B + R_c1 = 0,002060 + 0,001317 = 0,003377 \Omega$$

$$X_C = X_B + X_c1 = 0,016281 + 0,000550 = 0,016831 \Omega$$

$$Z_C = \sqrt{(0,003377^2 + 0,016831^2)} = 0,01717 \Omega$$

$$I''k_C = 1,1 \times 400 / (1,732 \times 0,01717) = 440 / 0,02974 = 14.796 \text{ A} \approx 14,8 \text{ kA}$$

Curentul de vârf ($R/X = 0,201 \rightarrow \kappa = 1,60$):

$$ip_C = \sqrt{2} \times 1,60 \times 14.796 = 33.466 \text{ A} \approx 33,5 \text{ kA}$$

Verificare: $I''k_C = 14,8 \text{ kA} < 50 \text{ kA}$ (puterea de rupere Q0 MCCB 630A/50kA) $\rightarrow$ CONFORM $\checkmark$

5.2.4.4. Punct D – Borne AC inverter (0,4 kV)

Se adaugă impedanța cablului TCEF $\rightarrow$ inverter:

$$R_D = R_C + R_c2 = 0,003377 + 0,007590 = 0,010967 \Omega$$

$$X_D = X_C + X_c2 = 0,016831 + 0,002160 = 0,018991 \Omega$$

$$Z_D = \sqrt{(0,010967^2 + 0,018991^2)} = 0,02193 \Omega$$

$$I''k_D = 1,1 \times 400 / (1,732 \times 0,02193) = 440 / 0,03798 = 11.585 \text{ A} \approx 11,6 \text{ kA}$$

Curentul de vârf ($R/X = 0,577 \rightarrow \kappa = 1,25$):

$$ip_D = \sqrt{2} \times 1,25 \times 11.585 = 20.474 \text{ A} \approx 20,5 \text{ kA}$$

Verificare: $I''k_D = 11,6 \text{ kA} < 25 \text{ kA}$ (puterea de rupere Q2-Q5 MCCB 200A/25kA) $\rightarrow$ CONFORM $\checkmark$

5.2.5. CURENTUL DE SCURTCIRCUIT MINIM

Curentul minim de scurtcircuit se calculează pentru verificarea sensibilității protecțiilor. Se consideră defectul bifazat la capătul cel mai depărtat al circuitului, cu factorul de tensiune $c = 0,95$:

$$I''k_min = (\sqrt{3}/2) \times c_min \times Un / (\sqrt{3} \times Zk_max) = 0,866 \times 0,95 \times Un / (\sqrt{3} \times Zk_max)$$

5.2.5.1. Curent minim în punctul C (bara TCEF)

$$I''k_{min_C} = 0,866 \times 0,95 \times 400 / (1,732 \times 0,01717) = 329,1 / 0,02974 = 11.066 \text{ A} \approx 11,1 \text{ kA}$$

Verificare sensibilitate Q0 (Ir=630A): $I''k_{min} / Ir = 11.066 / 630 = 17,6 \rightarrow$ selectivitate asigurată ✓

5.2.5.2. Curent minim în punctul D (borne invertor)

$$I''k_{min_D} = 0,866 \times 0,95 \times 400 / (1,732 \times 0,02193) = 329,1 / 0,03798 = 8.665 \text{ A} \approx 8,7 \text{ kA}$$

Verificare sensibilitate Q2-Q5 (Ir=200A): $I''k_{min} / Ir = 8.665 / 200 = 43,3 \rightarrow$ selectivitate asigurată ✓

5.2.6. CURENȚI DE SCURTCIRCUIT PE CIRCUITELE DC

Circuitele DC ale instalației fotovoltaice au un comportament fundamental diferit de circuitele AC în ceea ce privește scurtcircuitul. Modulele fotovoltaice se comportă ca surse de curent (nu de tensiune), iar curentul de scurtcircuit al unui string este practic egal cu curentul de scurtcircuit al modulului (Isc), independent de numărul de module în serie.

5.2.6.1. Curentul de scurtcircuit per string

$$Isc_string = Isc_modul = 13,93 \text{ A (la STC)}$$

La temperatura maximă a celulei (+70°C):

$$Isc(70^\circ\text{C}) = Isc(STC) \times [1 + \alpha_{isc} \times (70 - 25)] = 13,93 \times [1 + 0,00045 \times 45] = 13,93 \times 1,02025 = 14,21 \text{ A}$$

5.2.6.2. Curentul de scurtcircuit per MPPT

La intrarea MPPT cu 2 stringuri în paralel, curentul de scurtcircuit este suma curenților celor 2 stringuri:

$$Isc_MPPT = 2 \times Isc = 2 \times 13,93 = 27,86 \text{ A (la STC)}$$

$$Isc_MPPT(70^\circ\text{C}) = 2 \times 14,21 = 28,42 \text{ A}$$

Verificare: $Isc_MPPT = 27,86 \text{ A} < 40 \text{ A}$ (curentul maxim de scurtcircuit per MPPT al invertorului) $\rightarrow$ CONFORM ✓

5.2.6.3. Curentul de defect invers (reverse fault current)

Un defect DC particular în instalațiile FV este curentul de defect invers. Când un string suferă un scurtcircuit, toate celelalte stringuri conectate în paralel pe același MPPT pot injecta curent în defect prin diodele bypass ale modulelor. În configurația proiectată, numărul maxim de stringuri paralele per MPPT este de 2, deci curentul de defect invers maxim este:

$$I_{reverse_max} = (N_{paralel} - 1) \times Isc = (2 - 1) \times 13,93 = 13,93 \text{ A}$$

Această valoare (13,93 A) este inferioară curentului maxim admisibil al protecției de inversare polaritate a modulului (20 A conform specificații), ceea ce confirmă că nu sunt necesare fuzibile de string externe. Invertorul utilizează design „fuse-free” cu protecție prin diode integrate.

5.2.6.4. Scurtcircuit DC la bornele invertorului

Curentul maxim de scurtcircuit DC la bornele de intrare ale unui invertor (toate 10 MPPT-urile în funcțiune, stringuri cu 2 paralele pe 4 MPPT + stringuri singulare pe 6 MPPT):

$$Isc_DC_total_INV = (4 \text{ MPPT} \times 27,86) + (6 \text{ MPPT} \times 13,93) = 111,44 + 83,58 = 195,02 \text{ A}$$

Acest curent nu se poate manifesta simultan pe un singur punct de defect, deoarece fiecare MPPT este independent electric. Curentul maxim la un punct de defect DC individual rămâne limitat la 27,86 A (2 stringuri paralele).

5.2.7. CONTRIBUȚIA INVERTOARELOR LA SCURTCIRCUITUL AC

Invertoarele fotovoltaice, ca surse de curent comandate electronic (fără transformator intern), au un comportament specific la scurtcircuit, fundamental diferit de generatoarele sincrone sau asincrone:

Curent maxim de ieșire	160,4 A per invertor (limitat electronic)
Curent nominal de ieșire	144,4 A per invertor
Raport I_{max}/I_{nom}	1,11 (supracurent limitat la 111%)
Timp de deconectare la defect rețea	< 200 ms (protecție anti-insularizare)
Timp de deconectare la scurtcircuit extern	< 20 ms (protecție supracurent integrată)
Contribuție la curentul de scurtcircuit	Neglijabilă (≈160 A vs. 15.000 A de la rețea)

Contribuția totală a celor 4 invertoare la curentul de scurtcircuit pe bara JT este:

$$I_{inv_total} = 4 \times 160,4 = 641,6 \text{ A}$$

Această contribuție (641,6 A) reprezintă doar 4,1% din curentul de scurtcircuit al rețelei (15.500 A), fiind practic neglijabilă din punct de vedere al dimensionării echipamentelor de protecție. În plus, invertoarele se deconectează automat în maxim 200 ms de la detectarea condițiilor anormale ale rețelei, anulnd rapid această contribuție.

5.2.8. TABELUL SINTEZĂ CURENȚI DE SCURTCIRCUIT

Tabelul următor sintetizează curenții de scurtcircuit calculați în toate punctele instalației și verificarea aparatului de protecție:

Pct.	Localizare	I ^{"k} _{max}	ip vârf	Aparataj protecție	Verificare
A	Bara MT PTAB (20 kV)	4,31 kA	11,0 kA	Celule MT 25kV/16kA/630A	4,31 < 16 kA → OK ✓
B	Bara JT trafo / TDJT (0,4 kV)	15,5 kA	38,3 kA	Înterrupt. debroșabil 1000A/≥20kA	15,5 < 20 kA → OK ✓
C	Bara TCEF (0,4 kV)	14,8 kA	33,5 kA	Q0 MCCB 4P 630A / 50kA	14,8 < 50 kA → OK ✓
D	Borne AC invertor (0,4 kV)	11,6 kA	20,5 kA	Q2-Q5 MCCB 4P 200A / 25kA	11,6 < 25 kA → OK ✓
DC	Intrare MPPT invertor (DC)	27,86 A	-	SPD DC Tip II + DC Switch integrat	27,86 < 40 A → OK ✓

5.2.8.1. Verificarea stabilității termice a cablurilor

Stabilitatea termică a cablurilor la scurtcircuit se verifică cu formula:

$$S_{\min} = I''k \times \sqrt{tk} / k$$

unde: tk = timpul de declansare a protecției (s), k = constanta materialului conductor (76 pentru Al, 115 pentru Cu).

Cablu	I''k (kA)	tk (s)	k	S_min (mm²)	S_inst (mm²)	Status
LES MT 3×1×150/25	4,31	0,25	76	28,3	150	OK ✓
3×ACYAbY 3×240+120	14,8	0,10	76	61,6	3×240	OK ✓
ACYAbY 3×150+70	11,6	0,25	76	76,3	150	OK ✓
H1Z2Z2-K 1×6 Cu (DC)	0,028	5,0	115	0,54	6	OK ✓

5.2.9. VERIFICAREA SELECTIVITĂȚII PROTECȚIILOR

Selectivitatea este capacitatea sistemului de protecție de a izola doar circuitul în defect, menținând în funcțiune restul instalației. Verificarea selectivității se face pe lanțul de protecții succesive:

Nivel	Protecție	Reglaj	I''k la aval	Raport	Selectivitate
MT	Celula sosire PTAB	I>>:150A, 0,25s; I>:20A, 0,7s	4,31 kA	-	Cu OD – ATR ✓
MT	Celula trafo PTAB	I>>:150A, 0,1s; I>:20A, 0,5s	4,31 kA	-	Cronometrică Δt=0,15s ✓
JT	TDJT debroșabil 1000A	Se reglează la PIF	15,5 kA	-	Se va stabili la PIF
JT	Q0 MCCB 630A/50kA	I _r =630A, I _m =5×I _r	14,8 kA	14.800/630=23,5	Amperometrică ✓
JT	Q2-Q5 MCCB 200A/25kA	I _r =200A, I _m =5×I _r	11,6 kA	11.600/200=58	Amperometrică ✓
DC	DC Switch + SPD inverter	Automat (electronic)	27,86 A	-	Integrat inverter ✓

Selectivitatea între celulele MT (sosire și trafo) este asigurată cronometric: celula trafo are timpi de acțiune (0,1s / 0,5s) inferiori cu 0,15s / 0,2s celor din celula de sosire (0,25s / 0,7s), conform reglajelor din ATR.

Selectivitatea pe partea JT (între Q0 și Q2-Q5) este asigurată amperometric, datorită diferenței semnificative a curenților de scurtcircuit între punctele C (14,8 kA) și D (11,6 kA) și a diferenței reglajelor de curent (Q0: I_r=630A vs. Q2-Q5: I_r=200A). Se recomandă verificarea finală a selectivității prin curbe de declanșare ale producătorului la punerea în funcțiune.

5.2.10. CONCLUZII

Calculule de scurtcircuit efectuate conform SR EN 60909-0 conduc la următoarele concluzii:

Curent scurtcircuit maxim MT (Pct. A)	4,31 kA < 16 kA (putere rupere celule) → CONFORM
Curent scurtcircuit maxim JT trafo (Pct. B)	15,5 kA – întreruptorul TDJT va fi reglat la PIF
Curent scurtcircuit maxim TCEF (Pct. C)	14,8 kA < 50 kA (Q0 MCCB 630A/50kA) → CONFORM
Curent scurtcircuit maxim inverter (Pct. D)	11,6 kA < 25 kA (Q2-Q5 MCCB 200A/25kA) → CONFORM
Curent scurtcircuit DC maxim per MPPT	27,86 A < 40 A (limită MPPT inverter) → CONFORM
Stabilitate termică cabluri	Toate secțiunile instalate > secțiunile minime calculate
Selectivitate MT	Cronometrică, $\Delta t = 0,15s$, conform ATR
Selectivitate JT	Amperometrică, Q0 (630A) / Q2-Q5 (200A)
Contribuție FV la scurtcircuit AC	641,6 A (4,1% din Icc rețea) – neglijabilă

Toate echipamentele de comutație și protecție ale centralei fotovoltaice (celule MT, întreruptoare automate MCCB, protecții integrate inverteoare) sunt corect dimensionate din punct de vedere al curenților de scurtcircuit, cu marje de siguranță semnificative. Selectivitatea protecțiilor este asigurată atât cronometric (pe partea MT) cât și amperometric (pe partea JT).

Contribuția instalației fotovoltaice la curentul de scurtcircuit al rețelei de distribuție este practic neglijabilă (4,1%), datorită limitării electronice a curentului de ieșire al inverteoarelor și deconectării rapide (<200 ms) prin protecția anti-insularizare. Curentul de scurtcircuit DC este limitat la valoarea curentului de scurtcircuit al modulelor FV (max. 27,86 A per MPPT), fără necesitatea fuzibilelor de string externe (design fuse-free al inverteoarelor).

5.3. BREVIAR DE CALCUL PARATRĂSNET ȘI PRIZĂ DE PĂMÎNT

1. Date de intrare și ipoteze de calcul

Prezentul breviar de calcul fundamentează dimensionarea instalației de împământare și a sistemului de protecție împotriva trăsnetului (IPT) pentru centrala electrică fotovoltaică CEF Corabia 400 kW. Calcululele sunt efectuate în conformitate cu SR EN 62305-1+4:2012, NF C 17-102:2011, NI 4000:2015, I7-2011 și PE 107.

1.1. Date despre amplasament

Localizare	Orașul Corabia, jud. Olt, CF 55177
Suprafață teren CEF	9.275 m ²
Dimensiuni aproximative incintă	~107 m × 87 m (dreptunghi aproximativ)
Perimetru incintă CEF	~388 m (lungime gard perimetral)

Altitudine medie	~30 m deasupra nivelului mării
Zona geografică	Câmpia Olteniei de Sud, zona aluvionară Dunăre
Tip sol predominant	Sol aluvionar argilos-nisipos (cernoziom cambic)
Rezistivitatea solului (ρ)	100 $\Omega \cdot m$ (valoare adoptată conservativă pentru zona aluvionară Corabia; valorile tipice pentru soluri aluvionare argilo-nisipoase: 50–150 $\Omega \cdot m$)
Adancimea cotei de îngheț	0,70 m (zona climatică III, jud. Olt, conform STAS 6054)
Nivel freatic	~3–5 m (zona aluvionară Dunăre)
Densitate de lovituri de trăsnet (N_g)	~3,0 lovit./km ² /an (conform harta izoceraunică România, zona Oltenia de Sud)
Nivel izoceraunic (T_d)	~25–30 zile/an cu furtună (zona Corabia)

1.2. Date despre instalația electrică

Putere instalată DC	467,28 kWp (792 module $\times$ 590 Wp)
Putere AC totală	400 kW (4 $\times$ 100 kW)
PTAB	630 kVA, 20/0,4 kV, Dyn5
Structuri montaj	25 buc. metalice zincate (24 $\times$ 2Px16 + 1 $\times$ 2Px12)
Invertoare	4 buc. $\times$ 100 kW, montaj exterior, IP66
Valoare echipamente estimate	~2.100.000 lei (conf. deviz obiect)
Categoria importanței	Normală (instalație fotovoltaică la sol, fără personal permanent)

2. Analiză de risc conform SR EN 62305-2

Analiza de risc determină necesitatea instalării unui sistem de protecție împotriva trăsnetului (IPT) și nivelul de protecție necesar. Calculul se efectuează conform metodologiei din SR EN 62305-2:2012, secțiunea 5.

2.1. Suprafața de captare echivalentă (A_d)

Suprafața de captare echivalentă a structurii reprezintă aria din jurul structurii în care o lovitură de trăsnet ar avea efecte directe. Se calculează conform SR EN 62305-2, secțiunea B.2, ținând cont de dimensiunile structurii și înălțimea echipamentelor.

Lungime incintă (L)	107 m
Lățime incintă (W)	87 m
Înălțime maximă echipamente (H)	4,5 m (structuri FV înclinat la 33°, cu înălțime superioară ~4,5 m)

Formula de calcul pentru suprafața de captare echivalentă (structură izolată):

$$A_d = L \times W + 2 \times L \times (3 \times H) + 2 \times W \times (3 \times H) + \pi \times (3 \times H)^2$$

$$Ad = 107 \times 87 + 2 \times 107 \times 13,5 + 2 \times 87 \times 13,5 + \pi \times 13,5^2$$

$$Ad = 9.309 + 2.889 + 2.349 + 572,6 = 15.119,6 \text{ m}^2$$

$$\checkmark Ad \approx 15.120 \text{ m}^2 = 0,01512 \text{ km}^2$$

2.2. Numărul anual de lovit de trăsnet așteptate (Nd)

$$Nd = Ng \times Ad \times Cd \times 10^{-6}$$

Unde: Ng = 3,0 lov./km²/an, Ad = 15.120 m², Cd = 1,0 (teren plan, fără proeminente în zonă)

$$Nd = 3,0 \times 15.120 \times 1,0 \times 10^{-6} = 0,04536 \text{ lov./an}$$

$$\checkmark Nd = 0,0454 \text{ lovit de trăsnet directe/an}$$

2.3. Riscul tolerat și verificarea necesității IPT

Conform SR EN 62305-2, riscul tolerat pentru pierderi economice (R4) este RT = 10⁻³/an. Riscul R4 se calculează astfel:

$$R4 = Nd \times PB \times LB$$

Unde: PB = probabilitatea de deteriorare fizică = 1 (fără IPT), LB = pierderea relativă din valoarea structurală = 0,1 (tipic pentru structuri industriale/energetice cu conținut valoros).

$$R4 = 0,0454 \times 1 \times 0,1 = 4,54 \times 10^{-3}$$

Verificare:

$$R4 = 4,54 \times 10^{-3} > RT = 10^{-3} \rightarrow \text{IPT NECESAR!}$$

Riscul R4 depășește riscul tolerat RT — sistemul IPT este OBLIGATORIU

2.4. Determinarea nivelului de protecție LPL

Eficiența necesară a IPT se calculează:

$$E = 1 - RT/R4 = 1 - 10^{-3} / (4,54 \times 10^{-3}) = 1 - 0,220 = 0,780$$

Conform SR EN 62305-2, tabelul 7, eficiența E = 0,78 corespunde nivelului de protecție LPL III (E ≥ 0,80, cu rotunjire la nivelul superior de protecție din motive de siguranță). Parametrii LPL III sunt:

Parametru	Valoare	Observații
Nivel protecție (LPL)	III	Conform SR EN 62305-2, tab. 7
Curent vârf trăsnet (I)	100 kA	Valoare maximă proiectată
Probabilitate interceptare	91%	Conform SR EN 62305-1, tab. 5
Rază sferă rostogolire (re)	45 m	Conform SR EN 62305-3, tab. 2
Dimens. ochi rețea (w)	15 m × 15 m	Metoda ochiurilor de rețea
Curent specific (W/R)	2,5 × 10 ⁶ A ² s	Parametru energetic

✓ Nivel de protecție adoptat: LPL III

3. Calculul razei de protecție a paratrăsnetului ESE

3.1. Date de intrare paratrăsnet

Tip paratrăsnet	ESE (Early Streamer Emission) conform NF C 17-102:2011
Model referință	PREVECTRON S 6.60 (sau echivalent)
Avans de amorsare (ΔT)	60 μ s (certificat conform NF C 17-102)
Înălțime catarg (h)	10 m (deasupra nivelului solului)
Nivel protecție (LPL)	III
Rază sferă de rostogolire (re)	45 m (pentru LPL III, conf. NF C 17-102, tab. 1)
Înălțime obiect protejat (hp)	0 m (protecție la nivelul solului)

3.2. Calculul distanței de avans (ΔL)

Distanța de avans ΔL reprezintă distanța suplimentară pe care streamer-ul descendent o parcurge în timpul avansului de amorsare ΔT al paratrăsnetului ESE față de o tijă simplă Franklin. Se calculează conform NF C 17-102:2011, secțiunea 5.2.3:

$$\Delta L = v \times \Delta T$$

Unde: v = viteza streamer-ului descendent = 10^6 m/s (1 m/ μ s), conform NF C 17-102.

$$\Delta L = 10^6 \text{ m/s} \times 60 \times 10^{-6} \text{ s} = 60 \text{ m}$$

$$\checkmark \Delta L = 60 \text{ m}$$

3.3. Calculul razei de protecție R_p (la nivelul solului)

Raza de protecție la nivelul solului se calculează conform NF C 17-102:2011, secțiunea 5.2.3.2. Paratrăsnetul ESE este echivalent cu o tijă Franklin cu înălțimea echivalentă $h_e = h + \Delta L$, limitată la valorile permise de standard:

Pasul 1: Calculul înălțimii echivalente h_e :

$$h_e = h + \Delta L = 10 + 60 = 70 \text{ m}$$

Pasul 2: Verificare limită NF C 17-102 (sec. 5.2.3.2):

Conform NF C 17-102:2011, dacă $h_e > r_e$ (sfera de rostogolire), se limitează h_e la r_e . În cazul nostru: $h_e = 70 \text{ m} > r_e = 45 \text{ m}$, deci se aplică formula cu limitare.

Pasul 3: Calculul razei de protecție la nivelul solului ($D = h$):

Conform NF C 17-102:2011, secțiunea 5.2.3.2, formula pentru $h_p = 0$ (obiecte la sol):

$$R_p(h_p=0) = \sqrt{(2 \times r_e \times h_e - h_e^2)} + \Delta L \text{ pentru } h_e \leq r_e$$

Deoarece $h_e > r_e$, se aplică procedura cu tijă echivalentă conform tabelor furnizorului PREVECTRON S 6.60, validate conform NF C 17-102:2011 și certificate de laborator acreditat:

Rp la hp=0 (sol), h=10 m, LPL III	$\Delta T=15\mu s$: Rp=39 m; $\Delta T=25\mu s$: Rp=54 m; $\Delta T=40\mu s$: Rp=73 m; $\Delta T=60\mu s$: Rp=99 m
Rp la hp=0 (sol), h=5 m, LPL III	$\Delta T=60\mu s$: Rp=79 m
Rp la hp=2 m, h=10 m, LPL III	$\Delta T=60\mu s$: Rp=96 m (pentru obiecte înalte de 2 m)

✓ Rp = 99 m la nivelul solului (hp=0), conform NF C 17-102 / PREVECTRON S 6.60

3.4. Verificarea acoperirii incintei CEF

Diagonala maximă a incintei CEF:

$$d = \sqrt{(L^2 + W^2)} = \sqrt{(107^2 + 87^2)} = \sqrt{(11.449 + 7.569)} = \sqrt{19.018} = 137,9 \text{ m}$$

Semiagonala (distanța maximă de la centrul geometric la colțul cel mai îndepărtat):

$$d/2 = 137,9 / 2 = 68,95 \text{ m}$$

Verificare:

$$Rp = 99 \text{ m} \gg d/2 = 68,95 \text{ m} \rightarrow \text{ACOPERĂ INTEGRAL}$$

✓ Raza Rp=99 m acoperă integral incinta CEF (cu marjă de 30 m)

Catargul paratrăsnetului ESE este amplasat în zona centrală a incintei, conform planșei IE24. Distanța maximă de la catarg la cel mai îndepărtat punct al incintei este de aproximativ 69 m, cu 30 m sub raza de protecție de 99 m, ceea ce confirmă acoperirea integrală a întregii incinte, inclusiv PTAB, stâlpul SC 15014, toate structurile S1...S25 și invertoarele I1...I4.

4. Calculul distanței de separare

Distanța de separare minimă între componenta externă a IPT (conductoare de coborâre, platbandă de împământare) și instalațiile electrice interioare (cabluri DC, AC, comunicație) se calculează conform SR EN 62305-3:2012, secțiunea 6.3, formula (1):

$$s = k_i \times (k_c / k_m) \times l$$

4.1. Determinarea coeficienților

ki – coeficient nivel protecție	0,04 (pentru LPL III, conform SR EN 62305-3, tab. 3)
kc – coeficient configurație	1 (un singur conductor de coborâre pe latura catargului considerată, conf. tab. 4)
km – coeficient material izolant	1 (aer – spațiu liber între conductor IPT și cabluri electrice, conf. tab. 5)
l – lungime pe conductor	8,5 m (distanța pe conductorul de coborâre de la sol până la punctul cel mai sus considerat)

4.2. Calculul distanței de separare

$$s = 0,04 \times (1 / 1) \times 8,5 = 0,34 \text{ m}$$

✓ Distanța de separare minimă: s = 0,34 m = 34 cm

Această distanță este respectată în proiect prin amplasarea catargului paratrăsnetului la minimum 2 m de cel mai apropiat traseu de cabluri electrice (DC sau AC), ceea ce depășește cu mult distanța minimă calculată de 0,34 m. Traseele de cabluri sunt prezentate pe planșele IE07, IE17 și IE24.

5. Calculul rezistenței de dispersie a prizei de pământ CEF

5.1. Date de intrare

Rezistivitatea solului (ρ)	100 $\Omega \cdot m$ (adoptată conservativ)
Tip priză de pământ	Tip B – buclă perimetrală închisă (conform SR EN 62305-3)
Conductor orizontal	Platbandă OL-Zn 40×4 mm (lățime $b = 40 \text{ mm} = 0,04 \text{ m}$)
Lungime totală conductor orizontal (L_h)	~388 m (perimetru incintă)
Adâncime îngropare (t)	0,80 m
Nr. electrozi verticali	7 buc. (E1...E7)
Tip electrod vertical	Cruce cu flanșă, $L = 2 \text{ m}$, OL-Zn
Diametru echivalent electrod (d)	~0,05 m (cruce cu flanșă)
Distanță medie între electrozi	~55 m (distribuiți uniform pe ~388 m)

5.2. Rezistența conductorului orizontal (buclă perimetrală)

Rezistența de dispersie a unui conductor orizontal în formă de buclă închisă se calculează cu formula Dwight (adaptată pentru platbandă orizontală):

$$R_h = (\rho / \pi \times L_h) \times \ln(2 \times L_h^2 / (b \times t))$$

Unde: $\rho = 100 \Omega \cdot m$, $L_h = 388 \text{ m}$, $b = 0,04 \text{ m}$ (lățimea platbandei), $t = 0,80 \text{ m}$ (adâncimea).

$$R_h = (100 / \pi \times 388) \times \ln(2 \times 388^2 / (0,04 \times 0,80))$$

$$R_h = (100 / 1.218,9) \times \ln(301.088 / 0,032)$$

$$R_h = 0,08204 \times \ln(9.409.000)$$

$$R_h = 0,08204 \times 16,057 = 1,317 \Omega$$

$$\checkmark R_h = 1,32 \Omega \text{ (conductor orizontal singur)}$$

5.3. Rezistența unui electrod vertical

Rezistența de dispersie a unui electrod vertical tip cruce cu flanșă se calculează cu formula Dwight:

$$R_{v1} = (\rho / 2\pi \times L) \times [\ln(4 \times L / d) - 1]$$

Unde: $L = 2 \text{ m}$, $d = 0,05 \text{ m}$ (diametrul echivalent cruce cu flanșă), $\rho = 100 \Omega \cdot m$.

$$R_{v1} = (100 / 2\pi \times 2) \times [\ln(4 \times 2 / 0,05) - 1]$$

$$R_{v1} = (100 / 12,566) \times [\ln(160) - 1]$$

$$R_{v1} = 7,958 \times [5,075 - 1] = 7,958 \times 4,075 = 32,43 \Omega$$

$$\checkmark R_{v1} = 32,43 \Omega \text{ (un electrod vertical individual)}$$

5.4. Rezistența echivalentă a celor 7 electrozi verticali

Coeficientul de utilizare (η) al electrozilor verticali depinde de raportul dintre distanța medie între electrozi și lungimea lor. Pentru $a/L = 55/2 = 27,5$ (electrozii sunt foarte răsfți față de lungimea lor), coeficientul de utilizare este practic unitar: $\eta \approx 0,95$ (conform tabelele din PE 107, anexa 4, pentru 7 electrozi în linie cu spațiere mare).

$$R_{v_echiv} = R_{v1} / (n \times \eta) = 32,43 / (7 \times 0,95) = 32,43 / 6,65 = 4,88 \Omega$$

$$\checkmark R_{v_echiv} = 4,88 \Omega \text{ (7 electrozi verticali în paralel)}$$

5.5. Rezistența totală a prizei de pământ CEF

Rezistența totală a prizei se obține prin conectarea în paralel a buclei orizontale cu cei 7 electrozi verticali:

$$\begin{aligned} 1/R_p &= 1/R_h + 1/R_{v_echiv} \\ 1/R_p &= 1/1,32 + 1/4,88 = 0,758 + 0,205 = 0,963 \\ R_p &= 1 / 0,963 = 1,038 \Omega \end{aligned}$$

Se aplică un coeficient de reducere suplimentar de 0,85 datorită contribuției structurilor metalice S1...S25 (fundații beton + stâlpi metalici) care sunt conectate la bucla perimetrală și acționează ca electrozi suplimentari de dispersie prin fundațiile din beton (contact cu solul):

$$R_{p_final} = R_p \times 0,85 = 1,038 \times 0,85 = 0,882 \Omega$$

$$\checkmark R_{p_CEF} = 0,88 \Omega < 1 \Omega \checkmark \text{ (condiție SR EN 62305-3 pentru IPT)}$$

$$\checkmark R_{p_CEF} = 0,88 \Omega < 4 \Omega \checkmark \text{ (condiție PE 107 / I7-2011 pentru protecție electrocutare)}$$

⚠ Valoarea calculată $R_p = 0,88 \Omega$ va fi confirmată prin măsurători cu teluometru după execuție!

6. Calculul rezistenței de dispersie a prizei PTAB

6.1. Date de intrare

Tip priză	Centură exterioară cu electrozi verticali
Nr. electrozi	24 buc. (din țevă OL 2½", d = 0,0762 m)
Lungime electrozi (L)	2,0 m (valoare medie adoptată, interval 1,5–2,0 m)
Conductor centură	Bandă OL-Zn 40×4 mm, îngropată la 0,80 m
Perimetru centură PTAB	~24 m (dimensiuni PTAB ~8×4 m, la 2 m distanță)
Rezistivitate sol (ρ)	100 $\Omega \cdot m$

6.2. Calculul rezistenței

Rezistența conductorului orizontal al centurii PTAB:

$$\begin{aligned} R_{h_PTAB} &= (\rho / \pi \times L_{cent}) \times \ln(2 \times L_{cent}^2 / (b \times t)) \\ R_{h_PTAB} &= (100 / \pi \times 24) \times \ln(2 \times 24^2 / (0,04 \times 0,80)) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Rh_PTAB &= (100 / 75,40) \times \ln(1.152 / 0,032) = 1,326 \times \\ &\quad \ln(36.000) = 1,326 \times 10,49 \\ Rh_PTAB &= 13,91 \, \Omega \end{aligned}$$

Rezistența unui electrod vertical (țeavă OL 2½"):

$$\begin{aligned} Rv1_PTAB &= (\rho/2\pi L) \times [\ln(4L/d) - 1] = (100/12,566) \times \\ &\quad [\ln(4 \times 2 / 0,0762) - 1] \\ Rv1_PTAB &= 7,958 \times [\ln(104,99) - 1] = 7,958 \times [4,654 - 1] = 7,958 \\ &\quad \times 3,654 = 29,08 \, \Omega \end{aligned}$$

Rezistența echivalentă a 24 electrozi ($\eta = 0,60$ pentru 24 electrozi cu spațiere mică a/L ≈ 1):

$$Rv_echiv_PTAB = 29,08 / (24 \times 0,60) = 29,08 / 14,4 = 2,019 \, \Omega$$

Rezistența totală priză PTAB (paralel):

$$\begin{aligned} 1/Rp_PTAB &= 1/13,91 + 1/2,019 = 0,0719 + 0,4953 = 0,5672 \\ Rp_PTAB &= 1 / 0,5672 = 1,763 \, \Omega \end{aligned}$$

După interconectarea cu priza generală a CEF ($Rp_CEF = 0,88 \, \Omega$):

$$\begin{aligned} 1/Rp_sistem &= 1/Rp_PTAB + 1/Rp_CEF = 1/1,763 + 1/0,88 = 0,567 \\ &\quad + 1,136 = 1,703 \\ Rp_sistem &= 1 / 1,703 = 0,587 \, \Omega \end{aligned}$$

✓ Rp_PTAB (individual) = $1,76 \, \Omega > 1 \, \Omega$ — necesită interconectare cu priza CEF
✓ Rp_sistem (interconectat) = $0,59 \, \Omega < 1 \, \Omega$ ✓ (condiție îndeplinită)

7. Verificarea stabilității termice a conductoarelor

Se verifică dacă secțiunea conductoarelor de coborâre și a conductorului de împământare este suficientă pentru a suporta curentul de trăsnet fără deteriorare termică.

7.1. Secțiune minimă conductor coborâre

Conform SR EN 62305-3, tabelul 8, secțiunea minimă pentru conductoare de coborâre și conductoare de împământare din oțel galvanizat este:

Secțiune minimă (SR EN 62305-3, tab. 8)	50 mm ² pentru OL-Zn (conductoare coborâre și împământare)
Secțiune proiectată (platbandă 40×4 mm)	160 mm ²
Verificare	160 mm ² >> 50 mm ² ✓ (factor de siguranță 3,2×)

7.2. Verificare prin calcul termic

Energia specifică a curentului de trăsnet pentru LPL III: $W/R = 2,5 \times 10^6 \, A^2s$. Secțiunea minimă se calculează:

$$S_{min} = (1/k) \times \sqrt{(W/R)}$$

Unde k este constanta materialului: $k = 6,45 \text{ A} \cdot \text{s}^{1/2}/\text{mm}^2$ pentru OL-Zn (din SR EN 62305-3, tab. D.3).

$$S_{\min} = (1/6,45) \times \sqrt{(2.500.000)} = 0,1550 \times 1.581 = 245,1 \text{ mm}^2$$

$S_{\min_termic} = 245 \text{ mm}^2 > 160 \text{ mm}^2$ (platbandă 40×4)

Observație: Această verificare consideră întregul curent de trăsnet traversează un singur conductor de coborâre. În realitate, instalația dispune de 2 conductoare de coborâre care funcționează în paralel, deci curentul se împarte în mod egal:

$$W/R \text{ per conductor} = 2.500.000 / 2^2 = 625.000 \text{ A}^2\text{s}$$

$$S_{\min_2cond} = (1/6,45) \times \sqrt{(625.000)} = 0,1550 \times 790,6 = 122,5 \text{ mm}^2$$

✓ $S_{\min} = 122,5 \text{ mm}^2 < 160 \text{ mm}^2$ (platbandă 40×4) ✓ Stabilitate termică asigurată

8. Verificarea tensiunilor de pas și atingere

Tensiunile de pas și atingere sunt limitate la valori nepericuloase prin utilizarea buclei perimetrare de tip B (conform SR EN 62305-3, secțiunea 8.1). Buclea perimetrală închisă din platbandă OL-Zn 40×4 mm, îngropată la 0,80 m, egalizează potențialul pe întreaga suprafață a incintei, reducând tensiunile de pas și de atingere la valori sub limitele admisibile.

8.1. Tensiunea de atingere limitată

Conform NI 4000:2015, secțiunea 8.3, tensiunea de atingere admisibilă pentru durata scurtă a trăsnetului ($T = 10/350 \mu\text{s}$) este mult mai mare decât cea pentru 50 Hz datorită duratei extrem de scurte. Practic, măsurile de protecție adoptate (bucle perimetrală + conductoare îngropate la 0,80 m) asigură condiții sigure conform SR EN 62305-3, secțiunea E.5.2, fără necesitatea unui calcul suplimentar atunci când:

Condiția 1	Conductoarele de coborâre sunt îngropate sau în manta izolată pe primii 2 m de la sol ✓ (tub PVC D50 mm până la H=2 m pe catarg)
Condiția 2	Priza de pământ este de tip B (bucle perimetrală) ✓
Condiția 3	Rezistența prizei $R_p < 10 \Omega$ ✓ ($R_p = 0,88 \Omega$)
Condiția 4	Incinta nu este accesibilă publicului larg ✓ (împrejmuire H=2 m, acces restricționat)

✓ Toate cele 4 condiții sunt îndeplinite — tensiuni pas/atingere acceptabile fără calcul suplimentar

9. Dimensionarea conductorului de protecție (PE)

Conductorul de protecție (PE) pentru legarea invertoare la priza de pământ se dimensionează conform I7-2011 și PE 107. Secțiunea minimă a conductorului PE este determinată de curentul de scurtcircuit pe partea JT și de durata de acționare a protecției.

9.1. Curentul de scurtcircuit secundar transformator

Curentul de scurtcircuit la bornele secundare ale transformatorului 630 kVA ($V_{cc} = 6\%$):

$$I_{cc_sec} = I_{n_sec} / V_{cc} = 909 \text{ A} / 0,06 = 15.150 \text{ A}$$

9.2. Secțiune minimă PE (formula adiabatică)

$$SPE = I_{cc} \times \sqrt{t} / k$$

Unde: $I_{cc} = 15.150$ A, $t = 0,5$ s (durata maximă de acționare protecție, conservativ), $k = 143$ (pentru Cu, PVC izolație, din IEC 60364-5-54).

$$SPE = 15.150 \times \sqrt{0,5} / 143 = 15.150 \times 0,707 / 143 = 10.711 / 143 = 74,9 \text{ mm}^2$$

Conform tabelelor din I7-2011 și PE 107, secțiunea minimă a conductorului PE pentru un circuit alimentat de un transformator 630 kVA cu fărare de fază $S > 35 \text{ mm}^2$ este: $SPE \geq S/2 = 120/2 = 60 \text{ mm}^2$ (pentru cablul ACYAbY 3×240+120 mm² cu nul de 120 mm² Al). Se adoptă:

PE invertoare → platbandă	MYF 1×16 mm ² Cu (galben/verde) + platbandă OL-Zn 40×4 mm (160 mm ² OL)
PE TCEF → platbandă	Bară PE tablou + platbandă OL-Zn 40×4 mm
PE PTAB (PEN)	Integrat în cablul ACYAbY 3×240+120 mm ² (conductor nul 120 mm ² Al funcționează ca PEN)

✓ Conductor PE adoptat: 16 mm² Cu (invertoare) + platbandă 160 mm² OL ✓

10. Calculul rezistenței prizei de pământ a stâlpului SC 15014

Stâlpul proiectat nr. 1 (SC 15014) necesită o priză de pământ cu $R_p \leq 4 \Omega$, conform cerințelor DEO pentru stâlpii de rețea MT. Priza se realizează prin fundația turnată a stâlpului (beton armat, în contact cu solul) și eventual electrozi suplimentari dacă fundația singură nu asigură valoarea cerută.

Rezistența fundației stâlpului (aproximat ca electrod cilindric vertical):

$$R_f = \rho / (2\pi \times L_f) \times [\ln(4 \times L_f / d_f) - 1]$$

Unde: $L_f = 3,0$ m (adâncime fundație), $d_f = 0,50$ m (diametru echivalent bloc beton), $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$.

$$R_f = (100 / (2\pi \times 3,0)) \times [\ln(4 \times 3,0 / 0,50) - 1] = 5,305 \times [\ln(24) - 1]$$

$$R_f = 5,305 \times [3,178 - 1] = 5,305 \times 2,178 = 11,55 \Omega$$

Deoarece $R_f = 11,55 \Omega > 4 \Omega$, se prevăd electrozi suplimentari. Cu 2 electrozi verticali OL 2½" × 2 m ($R_{v1} = 29,08 \Omega$) la baza stâlpului:

$$R_{v_2elec} = 29,08 / (2 \times 0,85) = 17,11 \Omega$$

$$1/R_{p_stalp} = 1/11,55 + 1/17,11 = 0,0866 + 0,0584 = 0,145$$

$$R_{p_stalp} = 1/0,145 = 6,90 \Omega$$

Se adaugă un al 3-lea electrod (total 3 electrozi suplimentari):

$$R_{v_3elec} = 29,08 / (3 \times 0,80) = 12,12 \Omega$$

$$1/R_{p_stalp} = 1/11,55 + 1/12,12 = 0,0866 + 0,0825 = 0,1691$$

$$R_{p_stalp} = 1/0,1691 = 5,91 \Omega$$

Se adaugă un al 4-lea electrod (total 4 electrozi):

$$R_{v_4elec} = 29,08 / (4 \times 0,75) = 9,69 \, \Omega$$

$$1/R_{p_stalp} = 1/11,55 + 1/9,69 = 0,0866 + 0,1032 = 0,1898$$

$$R_{p_stalp} = 1/0,1898 = 5,27 \, \Omega$$

Se suplimentează cu conectarea la priza CEF (în paralel). Priza stâlpului este interconectată prin platbandă OL-Zn 40×4 mm cu priza CEF ($R_p = 0,88 \, \Omega$), rezultând:

$$R_{p_stalp_final} = (R_{p_stalp} \times R_{p_CEF}) / (R_{p_stalp} + R_{p_CEF})$$

$$R_{p_stalp_final} = (5,27 \times 0,88) / (5,27 + 0,88) = 4,638 / 6,15 = 0,754 \, \Omega$$

✓ $R_{p_stalp} = 0,75 \, \Omega < 4 \, \Omega$ ✓ (condiție DEO îndeplinită)

11. Sinteza rezultatelor și concluzii

Nr.	Parametru verificat	Valoare calculată	Valoare admisă	Rezultat
1	Necesitate IPT (R4 vs RT)	$4,54 \times 10^{-3}$	$\leq 10^{-3}$	IPT NECESAR
2	Nivel protecție LPL	$E = 0,78$	$\geq 0,80$ (LPL III)	LPL III ADOPTAT
3	Rază protecție ESE R_p	99 m	≥ 69 m (d/2)	✓ ACOPERĂ INTEGRAL
4	Distanță separare s	0,34 m	< 2 m (real)	✓ RESPECTATĂ
5	R_p priză CEF	0,88 Ω	$< 1 \, \Omega$ (IPT)	✓ CONFORM
6	R_p priză PTAB (individ.)	1,76 Ω	$\leq 1 \, \Omega$ (DEO)	Necesară interconect.
7	R_p sistem interconectat	0,59 Ω	$\leq 1 \, \Omega$	✓ CONFORM
8	Stabilitate termică cond. cob.	122,5 mm ²	≤ 160 mm ²	✓ CONFORM
9	Tensiuni pas/atingere	4 condiții OK	Cf. SR EN 62305-3	✓ ACCEPTABILE
10	Conductor PE invertoare	16 mm ² Cu	≥ 16 mm ² (PE 107)	✓ CONFORM
11	R_p stâlp SC 15014	0,75 Ω	$\leq 4 \, \Omega$ (DEO)	✓ CONFORM

Concluzii:

Calculule efectuate confirmă că instalația de împământare și protecție împotriva trăsnetului proiectată pentru CEF Corabia 400 kW îndeplinește toate cerințele normative aplicabile. Analiza de risc conform SR EN 62305-2 demonstrează necesitatea instalării unui sistem IPT de nivel III, care este asigurat prin paratrăsnetul ESE tip PREVECTRON S 6.60 ($\Delta T = 60 \, \mu s$) pe catarg $H = 10$ m, cu rază de protecție $R_p = 99$ m, acoperind integral incinta de 9.275 m². Rezistența de dispersie calculată a prizei de pământ CEF ($R_p = 0,88 \, \Omega$) satisface simultan cerința SR EN 62305-3 pentru IPT ($R_p < 1 \, \Omega$) și cerința PE 107/17-2011 pentru protecție la electrocutare ($R_p < 4 \, \Omega$). Se va executa o priza de pamant $R_p < 10$ ohmi pentru paratrăsnetul proiectat. Priza PTAB (24 electrozi, $R_p = 1,76 \, \Omega$ individual) necesită interconectarea cu priza CEF, rezultatul combinat ($R_p = 0,59 \, \Omega$) confirmând conformitatea. Distanța de separare ($s = 0,34$ m) este larg respectată, stabilitatea termică a conductoarelor de coborâre este asigurată, iar

tensiunile de pas și atingere sunt acceptabile. Valorile calculate vor fi confirmate prin măsurători cu teluometru după execuție, în cadrul PIF.

6. CAIET DE SARCINI

Prezentul Caiet de Sarcini face parte integrantă din documentația Proiectului Tehnic de Execuție (PTE), proiect nr. **9/2026**, și stabilește instrucțiunile de lucru, procedurile de execuție, condițiile de calitate, criteriile de recepție și cerințele de securitate și sănătate în muncă pentru toate categoriile de lucrări necesare realizării obiectivului: **"Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia — Centrala electrică fotovoltaică 400 kW"**.

Caietul de sarcini constituie documentul de referință pe baza căruia se elaborează ofertele de execuție și se realizează controlul calității pe parcursul lucrărilor. Executantul are obligația de a respecta întocmai prevederile prezentului document, ale normativelor și standardelor menționate, precum și cerințele din planșele tehnice ale proiectului. Orice abatere de la procedurile și instrucțiunile impuse se va face numai cu acordul scris al proiectantului de specialitate și al beneficiarului.

Specificatiile tehnice ale echipamentelor și materialelor sunt detaliate în Fisele Tehnice (Capitol 5) și în Lista de Cantități (Formularul F3). Prezentul capitol se concentrează exclusiv pe modul de execuție al lucrărilor, pe succesiunea operațiunilor, pe condițiile de control al calității și pe criteriile de acceptare sau respingere a lucrărilor executate.

6.1 Generalități

6.1.1 Cadrul normativ aplicabil

Execuția tuturor categoriilor de lucrări se va realiza cu respectarea următoarelor acte normative principale: Legea 10/1995 republicată privind calitatea în construcții, HG 907/2016 privind conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice, PE 107/1995 privind proiectarea și execuția rețelelor electrice de cablu, NTE 007/08/00 privind transportul energiei electrice prin linii electrice subterane, normativul I7-2011 privind instalațiile electrice la construcții civile, P118/1999 și P118/3-2015 privind securitatea la incendiu a construcțiilor, standardele SR EN 62305 privind protecția contra trasnetului, IEC 60364-7-712 privind instalațiile electrice pentru sisteme fotovoltaice, HG 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă pe șantierele temporare, SR EN ISO 1461 privind zincarea termică a pieselor din oțel, CR 1-1-3/2012 privind acțiunea zăpezii asupra construcțiilor, P100-1/2013 privind proiectarea seismică a construcțiilor și normele tehnice ale DEO (Distribuție Energie Oltenia) conform avizului de racordare.

6.1.2 Obligațiile executantului

Înainte de începerea oricărei categorii de lucrări, executantul are obligația de a studia documentația de execuție în integralitatea sa, de a efectua vizita pe amplasament împreună cu dirigintele de șantier și, după caz, cu reprezentantul proiectantului, de a verifica corespondența între planșele tehnice și situația reală din teren, și de a semna proiectantului orice neconcordanță sau neclaritate constatată. Executantul nu va începe nicio categorie de lucrări fără existența autorizației de construire valabilă, a planului de securitate și sănătate (PSS) aprobat, a procesului verbal de predare-primire amplasament și a planșelor tehnice vizate cu mențiunea "BUN DE EXECUȚIE".

Pe toată durata șantierului, executantul va asigura personal calificat și autorizat corespunzător categoriei de lucrări. Lucrările pe instalațiile electrice de joasă tensiune se vor executa exclusiv de electricieni autorizați ANRE minim **grupa IIB**. Lucrările pe instalațiile de medie tensiune (racordare la LEA 20 kV, PTAB) se vor executa exclusiv de electricieni

autorizați ANRE minim **grupa IIIB sau IVB**. Executantul va pune la dispoziție echipamente și scule profesionale, calibrate și certificate metrologic, materiale de primă calitate însoțite de certificate CE și declarații de performanță, și va respecta programul de control al calității aprobat de investitor și ISC.

6.1.3 Programul de control al calității și fazele determinante

Executantul va întocmi și va supune aprobării beneficiarului un Program de Control al Calității (PCC) care va include toate fazele determinante, punctele de oprire, verificările și încercările necesare pe parcursul execuției. Fazele determinante se vor notifica la **Inspectoratul de Stat în Construcții (ISC)** cu minimum 15 zile înainte de execuție, conform Legii 10/1995 și HG 272/1994.

Principalele faze determinante pentru prezentul obiectiv sunt: predarea-primirea amplasamentului și trasarea topografică, verificarea armaturilor și cofrajelor fundațiilor înainte de turnarea betonului, recepția structurilor metalice montate înainte de montajul panourilor, recepția cablurilor DC și AC înainte de acoperirea santurilor (**Proces Verbal de Lucrări Ascunse**), recepția instalației de împământare înainte de acoperirea platbandei și conexiunilor, punerea sub tensiune și probele de funcționare. La fiecare fază determinanta se va întocmi proces verbal cu participarea obligatorie a dirigintelui de șantier, iar lucrările nu vor continua fără semnatura de conformitate a acestuia.

6.1.4 Documentația de execuție și evidența lucrărilor

Pe toată durata execuției, constructorul va ține la zi următoarele documente: Jurnalul de șantier, în care se consemnează zilnic evenimentele, condițiile meteorologice, forța de muncă prezentă și observațiile dirigintelui; Registrul proceselor verbale de lucrări ascunse; Registrul de control al calității; Procesele verbale pentru fiecare fază determinanta; Fișele de măsurători și încercări cu valorile obținute și aparatele utilizate; Buletinele de verificare metrică ale aparatelor de măsură; Certificatele de conformitate și declarațiile de performanță ale materialelor recepționate pe amplasament. Toate aceste documente vor face parte din dosarul As-Built predat beneficiarului la recepția finală.

6.1.5 Condiții meteorologice pentru execuție

Lucrările de turnare beton se vor executa la temperaturi ale aerului cuprinse între **+5°C și +30°C**. La temperaturi sub +5°C se vor aplica măsuri speciale de protecție a betonului proaspăt, cum ar fi acoperirea cu rogojini termoizolante, utilizarea de aditivi acceleratori de priză sau încălzirea apei de amestec. La temperaturi peste +30°C, betonul se va proteja împotriva evaporării rapide a apei prin acoperire cu folii de polietilenă și stropire periodică. Lucrările de montaj panouri fotovoltaice și cabluri electrice nu se vor executa pe timp de ploaie, furtună electrică, vânt cu viteză peste 40 km/h sau viscol. Lucrările de sudare aluminotermică a conexiunilor de împământare nu se vor executa pe teren umed sau în condiții de precipitații, deoarece umiditatea compromite calitatea sudurii.

6.2 Lucrări de terasamente și fundații

6.2.1 Pregătirea amplasamentului

Lucrările încep cu predarea-primirea amplasamentului, consemnata prin proces verbal semnat de beneficiar, constructor și diriginte de șantier, în care se menționează starea terenului, existența bornelor topografice de reper, accesibilitatea și eventualele constrângeri. Amplasamentul se află pe parcela cadastrală **CF 55177, Orașul Corabia, județul Olt**, cu o suprafață totală de **9.275 m²**.

Prima operațiune constă în defrisarea și curățarea terenului, prin îndepărtarea vegetației existente, a arbuștilor, resturilor și gunoaielor de pe întreaga suprafață. Se va utiliza buldozer pe suprafețele mari și forța de muncă manuală în zonele sensibile sau în apropierea vecinătăților. Urmează decaparea stratului de sol vegetal pe grosimea de aproximativ 15 cm, pe întreaga suprafață a amplasamentului. Materialul rezultat se va transporta și depozita temporar pe amplasament, în zona desemnată, sau se va transporta la depozit ecologic autorizat dacă nu este necesar pentru refacerea ulterioară a terenului.

Trasarea topografică se execută de topograf autorizat ANCPI și constă în materializarea pe teren a axelor structurilor, traseelor cablurilor, conturului drumului de acces, amplasamentului containerului și PTAB, conform planului de situație (planșa IE03). Se vor materializa pe teren toate punctele de reper prin stalpii de trasare și se va întocmi proces verbal de trasare cu coordonatele Stereo 70 ale punctelor de referință. Nivelarea terenului se execută cu buldozer, cu corectarea diferențelor de nivel, cu toleranță de ± 50 mm față de cotele proiectate. Se vor păstra pantele naturale de scurgere a apelor pluviale, cu asigurarea unei pante minime de 0,5% în zonele plane. Compactarea terenului se execută cu rulou vibrator la minimum 95% grad Proctor Standard, pe zonele de amplasare a fundațiilor și platformelor.

6.2.2 Execuția fundațiilor pentru structuri metalice

Fundațiile se realizează din **beton C16/20**, armat cu **otel PC52 Ø12 mm**, cu dimensiuni de **400×400×600 mm** per fundație. Alternativ, în funcție de concluziile studiului geotehnic și de natura terenului, stalpii structurilor metalice pot fi bătuti direct în pământ la o adâncime minimă de 1.500 mm, cu ajutorul vibratorului de pământ.

Execuția începe cu trasarea precisă a amplasamentului fiecărei fundații, conform planului de amplasare structuri, cu verificare prin stație totală. Toleranța de poziționare în plan este de ± 20 mm față de coordonatele din proiect. Excavarea gropilor de fundație se execută manual sau mecanic, la dimensiunile specificate, cu verificarea cotei de fundare prin nivelă optică. Se vor îndepărta din zona de fundare eventualele radacini, pietre sau materiale necorespunzătoare. Fundul gropii trebuie să fie plan, orizontal și compactat.

Montajul armaturii se execută prin plasarea carcaselor de armatură conform detaliului de armare din planșele tehnice, cu asigurarea acoperirii minime cu beton de 35 mm prin utilizarea distantierilor din plastic sau mortar. Barele de armatură se leagă cu sarmă moale Ø1,2 mm la toate intersecțiile. Simultan cu armatură se montează șablonul de poziționare a suruburilor de ancorare M16 sau M20, cu verificarea cotelor și verticalității acestora prin firul cu plumb.

FAZA DETERMINANTĂ: Înainte de turnarea betonului, se efectuează verificarea armaturilor și a cofrajelor de către dirigintele de șantier. Se întocmește Proces Verbal de Lucrări Ascunse. **Nu se permite turnarea betonului fără semnatura de conformitate a dirigintelui.**

Turnarea betonului C16/20 se execută din auto-betonieră sau din beton preparat la stație, în straturi de maximum 200 mm, cu vibrație mecanică internă prin vibrator cu ac Ø40 mm. Temperatura betonului la turnare va fi de minimum $+10^{\circ}\text{C}$. Se va evita caderea betonului de la înălțimi mai mari de 1,5 m pentru prevenirea segregării. Suprafața superioară a fundației se finisează cu mistria și se verifică cota și orizontalitatea. Decofrarea se execută după minimum 24 ore de la turnare la temperaturi peste $+15^{\circ}\text{C}$, respectiv 48 ore la temperaturi între $+5^{\circ}\text{C}$ și $+15^{\circ}\text{C}$. După decofrare, lateralele fundației se umplu cu pământ bun compactat în straturi de maximum 200 mm, cu compactare manuală.

6.2.3 Execuția drumului de acces perimetral

Drumul de acces perimetral, cu o lungime de aproximativ **463 m** și lățime de **3,5 m**, asigură accesul autospecialelor de intervenție PSI conform normativului **P118/1999** (sarcina

minima admisibilă 16 tone, raza de curbura minimă 8 m) și accesul pentru mentenanța echipamentelor.

Execuția începe cu trasarea conturului drumului pe teren, prin materializarea axei și a marginilor cu stalpi de trasare și sfoară, cu verificare prin stație totală. Se execută excavarea casetei drumului pe toată lățimea, la adâncimea de aproximativ 30 cm sub cota superioară finală. Patul drumului se compactează cu rulou vibrator la minimum 95% Proctor Standard, iar zonele slabe se tratează prin înlocuire cu material granular compactat. Se așază stratul de fundație din macadam sort 40-63 mm, grosime 15-20 cm, compactat în strat unic cu cilindru vibrator. Peste stratul de fundație se așază stratul de uzură din pietris sort 8-16 mm, grosime 5-8 cm, compactat și nivelat, cu asigurarea pantei transversale de 2-3% spre exterior pentru scurgerea apelor pluviale. Acolo unde este necesar, se vor amenaja santuri laterale de scurgere, cu panta longitudinală de minimum 0,5%.

Nota:

Descrierea drumului de acces perimetral și a tehnologiei de execuție prezentată în continuare are caracter strict informativ și nu face parte din obiectul prezentului proiect.

Prin prezenta documentație se asigură doar respectarea distanțelor și condițiilor de amplasare prevăzute în planurile aprobate, fără includerea execuției efective a drumului în cadrul investiției.

Eventuala realizare a drumului de acces perimetral va fi decisă ulterior de către beneficiar și va face obiectul unei documentații tehnice distincte, elaborată și autorizată conform prevederilor legale în vigoare.

6.2.4 Execuția platformelor și parcarilor

Platforma pentru amplasarea containerului tehnic se execută din beton armat C16/20, cu dimensiuni de **6.500×3.000 mm**, grosime 150 mm, armată cu plasa sudată STPB Ø6/150×150 mm. Se execută cofrajul perimetral, se montează armatura pe distanțieri, se înglobează sinele de fixare UNP100 zincate și se toarnă betonul cu vibrație mecanică. Suprafața superioară se finisează prin elicopterizare pentru asigurarea planității necesare amplasării containerului. Platforma de parcare pentru 2 locuri auto se execută în mod similar, cu dimensiuni de 5.000×5.000 mm, grosime 150 mm, cu borduri prefabricate de beton 100×15×25 cm pe contur și marcaje de vopsea rutieră albă.

Investiția este proiectată astfel încât să respecte principiile privind egalitatea de șanse, nediscriminarea și accesibilitatea pentru persoanele cu dizabilități. Accesul la obiectivul realizat în cadrul proiectului este asigurat și pentru persoanele cu dizabilități, în conformitate cu prevederile legislației naționale și cerințele programului de finanțare.

6.3 Montaj structuri metalice si panouri fotovoltaice

6.3.1 Receptia materialelor pe amplasament

La sosirea materialelor pe amplasament, executantul va efectua receptia cantitativa si calitativa a fiecarui lot livrat. Verificarile cuprind: corespondenta cu comanda de aprovizionare (tip, cantitate, dimensiuni), integritatea fizica a materialelor (lipsa deformatiilor, fisurilor, a deteriorarii stratului de zinc pe profilele metalice, lipsa spargerilor sau fisurilor pe sticla panourilor fotovoltaice), existenta certificatelor de conformitate CE, a declaratiilor de performanta, a fiselor tehnice ale producatorilor si a certificatelor de garantie. Materialele gasite necorespunzatoare se vor izola imediat, se vor marca cu etichete rosii inscriptionate "RESPINS" si nu vor fi incorporate in lucrare. Se va intocmi proces verbal de receptie materiale pentru fiecare lot.

Panourile fotovoltaice se vor depozita exclusiv pe paletii originali ai producatorului, in pozitie verticala sau inclinata la maximum 15 grade fata de verticala, pe o suprafata plana, uscata, ferita de lovituri si trafic vehicule. Este strict interzisa stivuirea necontrolata a paletilor sau calcarea pe suprafata panourilor. Ambalajul original se va indeparta cu maximum 30 de minute inainte de montajul efectiv. Structurile metalice se vor depozita pe grinzi de lemn, protejate de contactul direct cu solul, pentru prevenirea acumularii de umiditate si deteriorarii stratului de zinc.

6.3.2 Montaj structuri metalice

Montajul structurilor metalice incepe cu verificarea fundatiilor: se verifica cotele superioare ale tuturor fundatiilor apartinand aceleiasi structuri, pozitionarea si verticalitatea suruburilor de ancorare, si curatenia suprafetelor de rezemare. Abaterea maxima admisa intre fundatiile aceleiasi structuri este de ± 5 mm pe orizontala si ± 3 mm pe verticala. Daca abaterile depasesc aceste valori, se vor aplica masuri corective inainte de montajul structurii (retezare, shimming sau completare cu mortar de inalta rezistenta).

Stalpii metalici HEA 140 se monteaza pe placile de baza ale fundatiilor, cu piulite inferioare de reglaj care permit ajustarea fina a verticalitatii. Se regleaza verticalitatea fiecarui stalp cu nivel cu bula de aer, cu abatere maxima admisa de **2 mm pe 1 m inaltime**. Dupa reglaj, se strang piulitele superioare cu cheia dinamometrica la cuplul specificat de producatorul structurii. Spatiul ramas intre placa de baza si suprafata fundatiei se completeaza cu mortar de inalta rezistenta, fara goluri.

Se monteaza grinzele inclinate UPN 200 pe stalpi, cu verificarea unghiului de inclinare (**$33^\circ \pm 0,5^\circ$**) cu clinometru digital calibrat. Toate imbinarile bulonate se strang la cuplul specificat cu cheia dinamometrica, iar fiecare imbinare stransa se marcheaza cu un punct de vopsea de control. Se monteaza purlinii longitudinali UPN 80, cu respectarea distantelor de proiect intre purlini (toleranta ± 5 mm). Purlinii conecteaza cadrele transversale intre ele si asigura rigidizarea laterala a structurii. Se monteaza contravantuirile L 50x50x5 conform plansei de detaliu, cu tensionare uniforma si fara excentricitati. Se monteaza jgheburile de cabluri DC din PVC rigid 40x40 mm pe pozitiile indicate in planse, cu console de fixare la maximum 500 mm distanta.

La finalizarea montajului fiecărei structuri, se efectueaza verificarea finala completa: verticalitatea tuturor stalpilor, unghiul de inclinare, dimensiunile de gabarit ale structurii, strAngerea tuturor imbinarilor. Se intocmeste Proces Verbal de receptie structuri, semnat de executant si dirigintele de santier. Nu se vor monta panouri fotovoltaice pe structuri care nu au trecut receptia.

6.3.3 Montaj panouri fotovoltaice

Montajul panourilor fotovoltaice se executa numai dupa receptia structurilor metalice si in conditii meteorologice adecvate (fara ploaie, fara vant peste 40 km/h). Panourile se scot din ambalajul original cu maximum 30 de minute inainte de montaj si se verifica vizual integral: lipsa fisurilor sau crapaturilor pe sticla frontala, integritatea cadrului de aluminiu, integritatea conectorilor MC4, lipsa deteriorarilor vizibile ale celulelor fotovoltaice prin transparenta sticlei. Orice panou cu defecte vizibile se respinge si se izoleaza. Manipularea se face de catre 2 persoane, cu manusi de protectie, prin apucare de cadrul lateral. Este **strict interzisa** prinderea de cablurile de iesire sau de cutia de jonctiune, precum si aplicarea de presiune pe suprafata activa a panoului.

Panourile se monteaza in orientare **PORTRET** (2.465 mm pe directia inclinariei), incepand de la randul inferior al structurii si progresand spre randul superior. Se respecta rost de 20 mm intre panouri pe directia inclinariei, pentru a permite dilatarea termica si ventilarea. Fixarea panourilor se realizeaza cu cleme de aluminiu anodizat: cleme de capat pe marginile exterioare ale randurilor si cleme de mijloc intre panourile adiacente. Cuplul de strAngere al clemelor: conform specificatiei producatorului (tipic 10-12 Nm), realizat exclusiv cu cheie dinamometrica. Suprastrangerea poate deforma cadrul panoului si compromite garantia.

Dupa fixarea mecanica, se realizeaza conexiunile electrice DC ale panourilor conform schemei de stringuri din plansa IE07. Se verifica polaritatea fiecarei conexiuni MC4 cu multimetru DC inainte de cuplare. Cuplarea conectorilor MC4 se face prin impingere ferma pana la confirmarea auditiva a fixarii. Cablurile DC se organizeaza in jgheaburile PVC montate anterior, fixate cu coliere rezistente UV la maximum 200 mm. Se mentin cablurile de polaritate pozitiva (+) si negativa (-) pe trasee separate pe cat posibil. Fiecare string se eticheteaza la ambele capete cu eticheta rezistenta UV care indica: numarul stringului, polaritatea, numarul inverterului si MPPT-ului caruia ii este alocat.

Stringurile de monatre a panoaurilor fotovoltaice se vor monta la o distanta de cel putin 16.2 m de axul LEA 20kV ex. Acesta distanta este impusa de conditiile de coexistenta intre LEA 20kV si parcul fotovoltaic, iar distanta rezultata este data de inaltimea utila a stalpilor de medie tensiune (10.8m).

ATENTIE — PERICOL DC: Panourile fotovoltaice genereaza tensiune electrica de la expunerea la lumina. Tensiunea maxima de string poate atinge aproximativ **970 V la -25°C**. Toate lucrarile pe circuitele DC se vor efectua exclusiv de personal autorizat ANRE, cu EPI adecvat: manusi izolante clasa 0 (1.000V), ochelari de protectie, incaltaminte electroizolatoare. Daca este necesara eliminarea tensiunii DC, panourile se vor acoperi complet cu folii opace.

6.3.4 Verificari si criterii de acceptare — structuri si panouri

Verificare	Metoda / Aparat	Criteriu acceptare
Verticalitate stalpi	Nivel cu bula / clinometru	$\leq 2 \text{ mm pe } 1 \text{ m inaltime}$
Unghi inclinare structura	Clinometru digital calibrat	$33^\circ \pm 0,5^\circ$
Azimut structuri	Busola / statie totala	$0^\circ (\text{Sud}) \pm 1^\circ$
Garda la sol panouri	Ruleta metalica	$\geq 700 \text{ mm}$
Cuplu strangere cleme	Cheie dinamometrica	Conform spec. producator
Integritate panouri montate	Vizual — 100% panouri	Fara fisuri, lovituri, defecte
Polaritate conectori DC	Multimetru DC	100% verificare per string
Voc per string	Multimetru DC 1000V	Conform calcul $\pm 5\%$

6.4 Executia instalatiei electrice de curent continuu (DC)

6.4.1 Tragerea și pozarea cablurilor solare DC

Cablurile solare H1Z2Z2-K 1×6 mm² se vor poza pe traseele indicate în planșa IE07, de la ultimul panou al fiecărui string la intrarea MPPT a invertorului corespunzător. Derularea cablului de pe tambur se face cu dispozitiv de derulare cu frână, fără torsiuni sau noduri. Nu se trage cablul peste margini ascuțite ale structurilor metalice. Raza minimă de curbura pe tot traseul este de 6 ori diametrul exterior al cablului.

Pe structurile metalice, cablurile se organizează în jgheburile PVC, cu cablurile de polaritate pozitivă (roșii) și negativă (negre) separate pe trasee distincte. Fixarea se face cu coliere plastic rezistente UV la maximum 200 mm. Coborârea cablurilor de pe structura la nivelul solului se realizează prin tub de protecție PVC flexibil (tub copex) rezistent UV, fixat pe stâlpii structurii, cu respectarea razei minime de curbura. Pe porțiunea subterană, cablurile DC se poziționează în tuburi PVC-G Ø50 mm, la adâncimea de minimum 0,5 m, pe pat de nisip 5 cm, acoperite cu nisip 5 cm și fasie de avertizare galbenă inscripționată.

Conexiunile MC4 se realizează exclusiv prin sertizare cu sculele dedicate ale producătorului conectorilor — **nu se admite utilizarea cleștilor universali sau a altor scule improvizate**. După sertizare, se verifică rezistența la tracțiune a fiecărei conexiuni (minimum 80 N). Conectorii se cuplează prin împingere fermă, cu confirmarea auditivă a fixării. După finalizarea cablării fiecărui string, se execută următoarele măsurători obligatorii: testarea rezistenței de izolație cu megger la 500 V DC (valoarea minimă acceptabilă: 1 MΩ), măsurarea tensiunii de circuit deschis Voc (valoarea trebuie să corespundă cu calculul teoretic ±5%), și măsurarea curentului de scurtcircuit Isc cu clește ampermetric DC (valoarea trebuie să fie în concordanță cu iradierea solară reală la momentul măsurării, ±10%). Rezultatele tuturor măsurătorilor se consemnează în fișele individuale per string.

6.4.2 Montajul și conectarea invertoarelor

Suportul metalic zincat al fiecărui invertor se fixează pe structura metalică sau pe pereții containerului, la înălțimea și poziția specificate în planșe. Se verifică orizontalitatea cu nivel cu bula de aer (abatere maximă ±2 mm pe 1 m) și soliditatea fixării cu suruburi M12 și piulițe autoblocante. Invertorul se ridică și se fixează pe suportul metalic de către o echipă de 2-3 persoane (greutate invertor: aproximativ 93 kg). Se verifică fixarea solidă, fără joc.

Cu switch-urile DC ale invertorului în poziția **OFF**, se conectează cablurile DC la intrările MPPT conform schemei de stringuri. Se verifică obligatoriu polaritatea fiecărei conexiuni înainte de introducerea cablului în bornă. Se strâng bornele la cuplul specificat în manualul producătorului. Pe partea AC, cablul A2XS(FL)2Y 3×(1×150/25) mm² se conectează la bornele AC ale invertorului, cu verificarea ordinii fazelor (L1, L2, L3, N, PE). Conductorul de protecție MYF 1×16 mm² Cu se conectează la borna PE a invertorului și la priza de pământ. Cablul de comunicație RS485 (2×2×0,75 mm² ecranat) se conectează de la invertor la Smart Logger, conform schemei de principiu a magistralei RS485 din planșa IE21. Înainte de energizare, se verifică vizual toate conexiunile, strângerea bornelor, lipsa umidității în interiorul invertorului, starea garniturilor IP66 și fixarea corectă a tuturor capacelor prestetupelor.

6.5 Executia instalatiei electrice de curent alternativ (AC)

6.5.1 Pozarea cablurilor AC subterane

Cablurile de energie AC se vor poza în conformitate cu normativele **PE 107/1995** și **I7-2011**. Adâncimea minimă de pozare este de 0,7 m în spațiu verde și 1,0 m sub drumuri. Trasarea traseelor de cablu pe teren se face conform planșei IE17, cu picheti și sfoară, cu verificarea absenței altor utilități pe traseu (cabluri electrice existente, conducte de apă, gaze etc.).

Excavarea santurilor se executa mecanic sau manual, la latime minima 400 mm si adancime minima 800 mm (700 mm adancime efectiva de pozare + 100 mm pat nisip). Peretii santului se vor sprijini daca adancimea depaseste 1,0 m sau daca terenul este instabil. Pe fundul santului se aseaza un strat de nisip cu granulatie 0-4 mm, grosime uniforma 100 mm, nivelat cu rigla. Cablul se deruleaza de pe tambur cu dispozitiv de derulare cu frana, fara torsiuni. Pentru cablul trifazat A2XS(FL)2Y, cele 3 faze se pozitioneaza in formatie trefla, fixate cu coliere la maximum 1,5 m. Raza minima de curbura este de 15 ori diametrul exterior al cablului.

Peste cablu se aseaza un strat de nisip de 100 mm, compactat usor manual, astfel incat cablul sa fie complet inglobat in nisip. La 300 mm deasupra cablului se amplaseaza fasia de avertizare PVC rosie, latime 250 mm, inscriptionata **"ATENTIE CABLU ELECTRIC"**. La traversarea drumurilor sau platformelor, cablurile se introduc in tuburi de protectie PVC-G Ø110 mm, cu tubul depasind marginea drumului cu minimum 0,5 m pe fiecare parte. Umplutura santului se realizeaza cu pamant bun, in straturi de maximum 200 mm, cu compactare mecanica sau manuala, la grad de compactare minim 90% Proctor Standard.

FAZA DETERMINANTA: Receptia cablurilor pozate in sant — inainte de acoperirea cu nisip si umplutura. Se va intocmi Proces Verbal de Lucrari Ascunse, cu fotografiile ale cablului pozat in sant, verificarea adancimii de pozare, a formatiei de pozare (trefla), a integritatii mantalei cablului si a existentei protectiilor mecanice la traversari.

La capetele cablurilor, in tabloul electric, se realizeaza terminatiile cu papuci de compresie (papuci inelari) dimensionati pentru sectiunea cablului. Sertizarea se executa cu scula hidraulica cu matrita corespunzatoare sectiunii. Se verifica calitatea sertizarii vizual (lipsa fisurilor, deformatiilor excesive) si prin proba de tractiune. Papucii se introduc pe bornele intreruptoarelor si se strang la cuplul specificat.

6.5.2 Asamblarea si cablarea tablourilor electrice

La receptia tabloului electric pe amplasament, se verifica: integritatea mecanica a carcasei, corespondenta componentelor cu schema unifilara (calibre intreruptoare, tip SPD, tip releu), starea contactelor si mecanismelor, prezenta etichetelor pe circuite. Tabloul TCEF si tabloul TESI se fixeaza pe peretele interior al containerului sau pe structura de sustinere, la inaltimea din proiect, cu minimum 4 suruburi de ancorare. Se verifica orizontalitatea cu nivel.

Conectarea cablurilor de putere de la invertoare la intreruptoarele corespunzatoare din TCEF se efectueaza cu verificarea ordinii fazelor (L1, L2, L3, N, PE) la fiecare circuit. Se strang bornele la cuplul specificat de producatorul aparatului. Bara PE se conecteaza la conductorul principal de impamantare prin borna de conexiune cu surub M10 minim. Bara N se conecteaza conform schemei (sistem TN-S), cu verificarea separarii complete intre N si PE in aval de punctul de separare. Se conecteaza circuitele auxiliare din TESI: alimentarea circuitelor de iluminat, prize service, monitoring si supraveghere, conform schemei monofilare din plansa IE20. Se conecteaza si configureaza echipamentele de monitorizare: Smart Logger, Smart Meter, releu control faze.

Fiecare circuit se eticheteaza cu etichete adezive rezistente, indicand: denumirea circuitului, sectiunea cablului, calibrul protectiei si destinatia. Schema unifilara laminata se monteaza pe usa interioara a tabloului TCEF. Inainte de energizare, se efectueaza: testarea izolatiei pe fiecare circuit cu megger la 500V (minim 1 MΩ), verificarea continuitatii conductoarelor PE, verificarea strangerii tuturor bornelor cu cheia dinamometrica, si inspectie vizuala completa a intregului tablou.

6.6 Executia instalatiei de impamantare si protectie la trasnet

6.6.1 Executia prizei de pamant

Instalația de împământare constă dintr-o buclă perimetrală închisă din platbandă OL-Zn 40×4 mm, conectând toate echipamentele, structurile metalice, gardul perimetral și elementele conductoare ale instalației. Rezistența de dispersie a prizei de pământ trebuie să fie **$R_p < 1 \Omega$** conform SR EN 62305-3 / NI 4000 pentru prizele asociate LPS, și **$R_p < 4 \Omega$** conform PE 107 pentru instalațiile electrice generale.

Trasarea conturului buclei pe teren se face conform planșei IE24, cu conturul buclei la aproximativ 1 m distanță de gardul perimetral. Se excavează santul manual sau mecanic, lățime 300 mm, adâncime 800 mm. Fundul santului trebuie să fie plan, fără pietre ascuțite care pot deteriora platbanda. Tijele de împământare CuZn Ø14 mm se bat mecanic cu vibrator de pământ la adâncimea de 1.500-3.000 mm, în pozițiile indicate în planșe. Distanța minimă între două tije adiacente este de minimum 2 ori lungimea tijei (minim 3 m). Se utilizează cuplaje filetate pentru tije la adâncimi mai mari de 1.500 mm.

Platbanda OL-Zn 40×4 mm se poziționează pe fundul santului, cu fața mare pe orizontală, asigurând contactul continuu cu solul pe toată lungimea. **Toate conexiunile îngropate** (platbanda-platbanda, platbanda-tija, platbanda-conductor derivatie) se realizează **exclusiv prin sudura aluminotermică tip Cadweld**. Procedura de execuție a sudurii aluminotermice este: curățarea suprafețelor metalice cu perie de sarma, uscarea completă, montajul matritei grafitice pe piesele de imbinat, introducerea încărcăturii aluminotermice, aprinderea cu capul de aprindere, așteptarea reacției complete și răcirea naturală minim 3 minute, îndepărtarea matritei și curățarea zgurii. Se verifică vizual calitatea sudurii: lipsa fisurilor, a porilor sau a golurilor. Sudura trebuie să acopere complet secțiunile de contact ale pieselor. Sudurile găsite defecte se refac. Conexiunile accesibile sau demontabile (piese de separație, borne măsură) se realizează cu cleme bronz IP68.

Se montează cele 6 piese de separație în caminele IP44, în pozițiile din planșe, pentru a permite deconectarea și efectuarea măsurătorilor periodice. Caminele de vizitare PVC 300×300×300 mm se montează cu capacul la nivelul terenului sistematizat, vizibile și accesibile. Fiecare structură metalică de panouri se leagă la platbanda perimetrală prin stalpii metalici (care sunt în contact electric cu fundațiile și solul) și suplimentar prin conductor OL-Zn 25×4 mm. Invertoarele se leagă cu MYF 1×16 mm² Cu galben-verde la platbanda. TCEF se leagă prin bară PE la platbanda perimetrală. Gardul perimetral se leagă la împământare conform detaliului din planșa IE25, la fiecare al 5-lea stalp.

FAZA DETERMINANTĂ: Recepția instalației de împământare — înainte de acoperirea platbandei și a conexiunilor cu pământ. Se verifică: traseul platbandei (corespondența cu planșa), calitatea tuturor sudurilor aluminotermice (vizual și prin ciocanire cu ciocanul), adâncimea de îngropare, conexiunile la echipamente. Se întocmește Proces Verbal de Lucrări Ascunse cu fotografii detaliate ale sudurilor și conexiunilor.

După verificare, santul se umple cu pământ bun compactat manual în straturi de 200 mm. Se aplică bandă de avertizare galbenă la 300 mm deasupra platbandei.

6.6.2 Montajul sistemului de protecție la trăsnet (LPS)

Se execută fundația catargului din beton armat C20/25, conform calculului structural, cu montarea plăcii de bază și a suruburilor de ancorare. Catargul metalic OL-Zn cu înălțimea $H=10$ m se ridică cu macara auto, se fixează pe placa de bază, se reglează verticalitatea cu abatere maximă de 5 mm pe întreaga înălțime și se strâng definitiv buloanele la cuplul specificat. Dispozitivul ESE de tip paratrăsnet activ se montează pe varful catargului, cu tija de extensie dacă este necesar, cu orientarea corectă conform instrucțiunilor producătorului.

Cele 2 conductoare de coborâre din platbandă OL-Zn 40×4 mm se poziționează pe catarg, fixate cu cleme la maximum 1 m distanță, apoi se îngroapă în pământ până la priza de pământ, unde se conectează prin sudură aluminotermică. Se montează protecție mecanică din tub PVC Ø50 mm de la nivelul solului până la înălțimea de 2 m. Se montează borna de

proba pe fiecare conductor de coborare, la înălțimea de aproximativ 1 m de la sol, accesibilă pentru măsurătorile periodice.

6.6.3 Verificări și criterii de acceptare — împământare și LPS

Verificare	Metoda / Aparat	Criteriu acceptare
Rezistența prizei pământ (LPS)	Teluometru — metoda Wenner 3 pct.	$R_p < 1 \, \Omega$
Rezistența prizei pământ (general)	Teluometru — metoda Wenner 3 pct.	$R_p < 4 \, \Omega$
Continuitate platbandă	Micro-ohmmetru calibrat	$< 0,5 \, \Omega$ pe 100 m
Calitate suduri aluminotermice	Vizual + ciocănire cu ciocan	Fără fisuri, pori, goluri
Verticalitate catarg LPS	Fir cu plumb / stație totală	$\leq 5 \, \text{mm}$ pe 10 m
Adâncime îngropare platbandă	Ruleta metalică	$\geq 800 \, \text{mm}$

6.7 Executia imprejmuirii perimetrului

Trasarea conturului gardului pe teren se face conform planșei IE03, cu picheti la fiecare punct de stalp (interval aproximativ 3 m) și la colțuri. Se verifică dimensiunile perimetrului cu stația totală. Se excavează gropile de fundație pentru stalpi: 300×300×500 mm la stalpii curenti și 400×400×500 mm la stalpii de colț, întăriți. Stalpii metalici zincati se introduc în gropi, se reglează verticalitatea cu nivel, se fixează temporar cu pene de lemn și se toarnă beton C16/20 cu vibrație manuală. Se așteaptă minimum 48 de ore pentru întărirea betonului înainte de montajul plasei.

Panelele de plasă bordurată zincată cu acoperire PVC verde se montează pe stalpi cu cleme și suruburi M8, cu verificarea orizontalității randului superior pe întreaga lungime. Cele 3 randuri de sarmă ghimpată OL-Zn se montează pe bratele înclinate la 45°, fixate pe capetele stalpilor. Această operațiune se execută obligatoriu cu mâini de protecție din piele groasă și ochelari de protecție. Gardul perimetral se leagă la instalația de împământare conform detaliului din planșa IE25, prin platbandă OL-Zn 40×4 mm la fiecare al 5-lea stalp.

Poarta dublă batantă de acces vehicule (4×2 m) și poarta pietonală (1×2 m) se montează pe stalpi suplimentari întăriți 100×100×3 mm, cu fundații de 400×400×800 mm. Se reglează deschiderea și închiderea fără frecări, cu garda la sol de 20-40 mm. Sistemul de automatizare a porții mari se montează conform instrucțiunilor producătorului: motor electric pe suport la baza stalpului, cablaj de alimentare 230V din TESI, receptor radio, lampă de semnalizare și fotocelule de siguranță. Se programează limitele de cursă, forța de închidere conform EN 12453 (siguranța ușilor automatizate), și temporizările. Se testează funcționarea cu telecomandă și oprirea automată la detectarea obstacolului.

6.8 Executia instalatiei de iluminat exterior

Fundațiile stalpilor de iluminat se execută din beton C16/20, dimensiuni 400×400×600 mm, cu montarea ancorajelor și a tubului de trecere cablu Ø50 mm. Stalpii metalici conici zincati H=6 m se ridică manual (2-3 persoane) sau cu macara, se fixează pe placă de bază cu piulițe de reglaj, se verifică verticalitatea și se strâng definitiv buloanele. Corpurile de iluminat LED 80W se montează pe console pe varful stalpilor, se orientează optic pentru acoperirea optimă a zonei de iluminat și se conectează electric la cablul de alimentare prin clemele din cutia de la baza stalpului.

Cablurile de iluminat ACYABY 5×25 mm² se pozitionează subteran în tub PVC Ø63 mm, la adâncimea de minimum 0,6 m, pe pat de nisip 10 cm cu bandă avertizoare, pe cele 2 circuite conform planșei IE23. Senzorul crepuscular se montează pe stalpul designat, orientat spre cer deschis (fără obstacole care să provoace umbră prematură). Programatorul orar se configurează conform coordonatelor GPS ale amplasamentului. Se testează funcționarea fiecărui corp de iluminat individual, funcționarea automatizării în mod manual și automat, și nivelul estimativ de iluminare la sol.

6.9 Executia sistemului de supraveghere video

Camerele video IP 4MP se montează pe consolele fixate pe stalpii de iluminat perimetral, la înălțimea de aproximativ 6 m, cu orientarea conform planșei IE22 pentru acoperirea zonelor critice (perimetru, PTAB, parcare, zone echipamente). Cablul UTP Cat6 FTP exterior se pozitionează subteran în tub PVC Ø25 mm, de la fiecare cameră la NVR din container. Lungimea maximă a unui segment UTP este de 90 m; pentru distanțe mai mari se utilizează PoE extender. Se termină cablurile cu mufe RJ45 Cat6 FTP sertizate cu șula profesională și se testează fiecare segment cu tester de cablu (verificare continuitate, wiremap, crosstalk).

NVR-ul și switch-ul PoE se montează în rack 19 inch 6U în container. Se conectează HDD-ul, se conectează toate cablurile UTP la switch-ul PoE, se conectează switch-ul la NVR. Se atribuie adrese IP statice fiecărei camere, se configurează NVR-ul (înregistrare continuă H.265+, detecție mișcare pe zone definite), se configurează accesul remote VPN prin router 4G LTE. Se testează imaginea live a fiecărei camere zi și noapte, funcționarea înregistrării și redării, accesul remote de pe smartphone și funcționarea alertelor de mișcare.

6.10 Amplasarea containerului tehnic și a PTAB

6.10.1 Containerul tehnic

După întărirea platformei de beton (minimum 14 zile), containerul tehnic (6.000×2.400×2.600 mm) se ridică cu macara auto de minimum 5 tone și se poziționează pe sinele de fixare înglobate în platformă. Se fixează cu buloane M16 și aderență chimică. Se racordează utilitățile: cablurile de alimentare electrică, conductorul de împământare, cablurile de comunicații. Toate trecerile prin pereții containerului se realizează prin presetupe IP68 corespunzătoare. Amenajarea interioară cuprinde montajul politelor metalice, al tablourilor electrice, al echipamentelor de monitoring, al aparatului de climatizare 12.000 BTU, al corpurilor de iluminat interior LED 36W, al prizelor de service și al stingătoarelor de incendiu.

6.10.2 Postul de transformare PTAB 630 kVA

Amplasarea PTAB se execută în conformitate cu planșa IE27 și cerințele din Avizul Tehnic de Racordare (ATR) emis de DEO. **Toate lucrările pe instalațiile de medie tensiune (celule MT, racordare la LEA 20 kV, capete terminale 20 kV) se execută exclusiv de firma autorizată ANRE tip EII-B și se recepționează cu participarea obligatorie a reprezentantului DEO.**

Se pregătește amplasamentul PTAB prin nivelare, compactare și executia platformei de beton sau a fundației conform cerințelor producătorului anvelopei. Anvelopa de beton se transportă și se amplasează cu macara, cu verificarea nivelului și fixarea pe fundație. Se montează echipamentele interioare: celulele MT, transformatorul 630 kVA, tabloul de distribuție JT, tabloul servicii interne CA/CC — conform schemei monofilare din planșa IE27.

Racordarea la LEA 20 kV se realizează prin pozarea cablului A2XS(F)2Y 3×1×150/25 mm² de la stalpul MT proiectat la PTAB, cu executarea capetelor terminale de exterior 20 kV la ambele capete. Pe stalpul nr. 1 proiectat (SC15014) se montează consola CIT 140, separatorul tripolar orizontal și se realizează trecerea LEA-LES. Racordarea JT se realizează prin conectarea cablului ACYAbY 3×150+70 mm² de la TCEF la tabloul JT din PTAB. După finalizarea montajului, se execută: testarea izolației la 20 kV pe cablul MT, verificarea funcționării protecțiilor (releu DGPT2, releu de protecție numerice), verificarea secvenței fazelor și punerea sub tensiune asistată de reprezentantul DEO.

6.11 Probe, teste și punere în funcțiune

6.11.1 Verificări electrice pre-energizare

Înainte de energizarea instalației, executantul va efectua un set complet de verificări electrice, cu consemnarea rezultatelor în procese verbale individuale semnate de electricianul autorizat ANRE care a efectuat măsurătorile. Aparatele de măsură utilizate trebuie să fie calibrate și să dețină buletine de verificare metrice valabile.

Verificare	Metoda / Aparat	Criteriu acceptare
Rezistența izolației circuite DC	Megger 500V DC, per string	$\geq 1 \text{ M}\Omega$ (50 stringuri)
Rezistența izolației circuite AC	Megger 500V AC, per circuit	$\geq 1 \text{ M}\Omega$ (toate circuitele)
Tensiune Voc per string	Multimetru DC 1000V	Conform calcul $\pm 5\%$
Curent Isc per string	Clește ampermetric DC	Conform irad. reală $\pm 10\%$
Continuitate PE	Micro-ohmmetru	$< 1 \Omega$ fiecare circuit
Impedanța buclă scurtcircuit	Aparat Zs certificat	Declansare protecție OK
Rezistența prizei pământ	Teluometru 3 puncte	$R_p < 1 \Omega$ (LPS), $< 4 \Omega$ (gen.)
Sens rotație faze	Fazmetru digital	L1→L2→L3 corect
Funcționare protecții diferențiale	Buton TEST + aparat RCD	Declansare $< 300 \text{ ms}$
Strângere borne tablouri	Cheie dinamometrică	La cuplu specificat
Termografie tablouri	Camera termoviziune	$\Delta T < 10^\circ\text{C}$ între faze

6.11.2 Procedura de punere sub tensiune

Punerea sub tensiune se efectuează numai după ce executantul confirmă în scris ca **toate verificările de la punctul 6.11.1 au fost efectuate cu rezultate conforme** și după obținerea acordului scris al dirigintelui de șantier pentru energizare. Procedura de energizare se desfășoară secvențial, în ordinea următoare:

Se pornesc switch-urile DC ale invertoarelor, unul câte unul, începând cu inverterul I1. Se verifică pe display-ul inverterului: tensiunea DC totală, numărul de stringuri detectate, absența alarmelor sau erorilor. Se repetă pentru fiecare inverter (I2, I3, I4). Cu întreruptoarele de plecare din TCEF în poziția **OFF**, se armează întreruptorul general MCCB 630A. Se verifică tensiunea pe barele colectoare ($400\text{V} \pm 10\%$). Se pornesc secvențial întreruptoarele de plecare ale fiecărui inverter. Se pornesc invertoarele din interfața locală sau de la Smart Logger. Se verifică sincronizarea cu rețeaua (frecvență și tensiune), demararea producției și absența alarmelor.

Se verifică funcționarea fiecărui inverter la sarcina disponibilă: echilibrul fazelor (diferența maximă de curent între faze: sub 10%), factorul de putere, distorsiunea armonică totală (THD curent sub 3%). Se parametrizează funcțiile de protecție ale invertoarelor conform cerințelor ANRE și DEO: limitele de frecvență (47,5-51,5 Hz), limitele de tensiune ($\pm 10\%$ din tensiunea nominală), rampele de putere, funcțiile de protecție anti-insulă.

6.11.3 Testul de functionare 72 ore

Dupa punerea sub tensiune cu succes, instalatia va functiona in regim de test continuu timp de minimum **72 de ore**. Pe durata testului, se vor monitoriza permanent: productia de energie pe fiecare invertor, cu comparatie cu iradierea solara masurata de senzorul de iradiatie, functionarea corecta a tuturor MPPT-urilor (lipsa stringurilor cu productie anormal de scazuta), absenta alarmelor sau opririlor neplanificate ale invertoarelor, temperatura de functionare a invertoarelor (in limitele specificate de producator), functionarea sistemului de monitorizare si transmiterea corecta a datelor catre platforma cloud, functionarea iluminatului exterior (ciclu complet zi-noapte, inclusiv automatizarea), functionarea sistemului de supraveghere video (inregistrare continua pe toate camerele, acces remote), si parametrii de calitate a energiei injectate in retea.

Daca pe durata celor 72 de ore apare orice defectiune sau alarma care impune oprirea sau interventia, testul se va relua de la zero dupa remedierea completat a problemei. La finalizarea cu succes a testului, executantul va intocmi Raportul de teste si incercari, cu toate datele inregistrate, si il va prezenta comisiei de receptie.

6.12 Documentatie finala, training si receptie

6.12.1 Documentatia As-Built

La finalizarea tuturor lucrarilor si a perioadei de test, executantul va preda beneficiarului un dosar complet As-Built in 5 exemplare legate, care va cuprinde: planurile de executie actualizate conform situatiei reale din teren (cu toate modificarile si adaptarile operate pe parcursul executiei, marcate cu cerneala rosie si vizate de proiectant), toate procesele verbale de lucrari ascunse semnate de diriginte, toate fisele de masuratori si incercari electrice cu valorile obtinute si aparatele utilizate, certificatele de conformitate CE si declaratiile de performanta ale tuturor materialelor si echipamentelor incorporate in lucrare, certificatele de garantie ale echipamentelor principale (module fotovoltaice, invertoare, transformator, tablouri electrice), manualele de utilizare si intretinere in limba romana, schemele electrice finale unifilare si multifilare actualizate in format PDF si DWG editabil, si Declaratia de Conformitate a instalatiei electrice emisa de electricianul autorizat ANRE.

6.12.2 Training operare si mentenanta

Executantul va organiza minimum **2 sesiuni de training** cu personalul desemnat de beneficiar, cu durata de minimum 4 ore fiecare. Prima sesiune va fi dedicata operarii sistemului de monitoring: prezentarea platformei cloud, interpretarea datelor de productie, configurarea alertelor, generarea rapoartelor si accesul remote de pe dispozitive mobile. A doua sesiune va fi dedicata mentenantei si interventiilor: procedurile de verificare periodica (curatare panouri, verificare conexiuni, inspectie vizuala), procedurile de interventie in caz de alarma sau oprire invertor, procedura de oprire de urgenta a instalatiei, regulile de siguranta electrica pentru lucrul pe circuite DC si programul de mentenanta preventiva recomandat. Ambele sesiuni vor fi practice, cu demonstratii pe sistemul real.

6.12.3 Receptia lucrarilor

Receptia la terminarea lucrarilor se efectueaza conform **HG 273/1994 (republicata)**. Comisia de receptie, numita de beneficiar, va verifica: conformitatea lucrarilor executate cu proiectul tehnic si cu modificarile aprobate pe parcurs, existenta si completitudinea documentatiei As-Built, rezultatele tuturor verificarilor si incercarilor electrice, rezultatul testului de functionare de 72 ore, starea generala a amplasamentului (curatenie, refacere teren in zonele afectate de lucrari, evacuarea tuturor deseurilor si materialelor excedentare).

Daca comisia constata deficiente, acestea se consemneaza in procesul verbal de receptie, cu termenul de remediere acordat executantului. Receptia finala se pronunta numai dupa remedierea tuturor deficiențelor constatate si verificarea acestor remedieri de catre comisie.

6.12.4 Garania de buna executie

Executantul acorda o perioada de garantie de buna executie de minimum **24 luni** de la data semnarii procesului verbal de receptie la terminarea lucrarilor. Pe durata garantiei, executantul va remedia pe cheltuiala proprie orice defecte datorate executiei necorespunzatoare sau materialelor si echipamentelor neconforme. Timpul maxim de interventie este de 48 de ore de la sesizarea scrisa a beneficiarului. Receptia finala se va efectua la expirarea perioadei de garantie, cu verificarea starii generale a instalatiei si a functionarii corespunzatoare a tuturor componentelor.

6.13 Masuri de prevenire si stingere a incendiilor (PSI)

6.13.1 Prevederi generale PSI

Prezentul proiect a fost elaborat cu respectarea prevederilor din legislatia privind prevenirea si stingerea incendiilor, a normelor si normativelor republicane si departamentale, a standardelor si prescriptiilor tehnice in vigoare. Solutiile tehnice adoptate in cadrul proiectului asigura prevenirea supraincalzirilor periculoase ale elementelor de instalatie prin limitarea sarcinii electrice la valorile admise de normative, alegerea corespunzatoare a sectiunilor cabloilor de curent conform calculului de dimensionare, si reglajul corect al echipamentelor de protectie la supracurent si scurtcircuit.

Masurile de protectie impotriva incendiilor sunt asigurate in principal prin protectia echipamentelor si instalatiilor proiectate atat in conditii de functionare normala, cat si in regimuri tranzitorii sau de avarie, precum si prin respectarea distantelor minime de siguranta fata de alte obiective aflate in vecinatatea instalatiilor proiectate. Pozarea cablurilor electrice se va executa in concordanta cu prevederile normativului NTE 007/2008 privind proiectarea si executia rețelilor de cabluri electrice, iar alegerea materialelor si echipamentelor va respecta cerintele de comportare la foc impuse de normativele aplicabile.

6.13.2 Obligatii privind prevenirea incendiilor pe santier

Respectarea reglementarilor de prevenire si stingere a incendiilor, precum si echiparea cu mijloacele adecvate de prevenire si stingere, sunt obligatorii atat pe toata durata executiei lucrarilor, cat si in perioada de exploatare a instalatiilor. Raspunderea pentru prevenirea si stingerea incendiilor pe santier revine in intregime antreprenorului care asigura executia lucrarilor.

Inainte de executarea oricaror operatiuni cu foc deschis (sudura electrica sau cu flacara, lipire cu flacara, topire de materiale izolante, operatiuni de taiere cu disc sau plasma) se va efectua instructajul specific al personalului care realizeaza aceste operatii, conform prevederilor Normativului C300 privind prevenirea si stingerea incendiilor pe durata executiei lucrarilor de constructii si instalatii aferente. Zona de lucru se va curati de materiale combustibile pe o raza de minimum 5 m, se vor asigura stingatoare portabile in imediata apropiere si se va desemna un responsabil de supraveghere a zonei timp de minimum 2 ore dupa terminarea operatiunilor cu foc deschis.

Se interzice cu desavarsire fumatul sau lucrul cu foc deschis in zonele unde se executa izolari sau operatiuni cu substante inflamabile. Lucrarile de sudura nu se executa in zonele in care se realizeaza concomitent vopsitorii sau izolari. Se interzice depozitarea carburantilor

necesari functionarii utilajelor de santier in zona de organizare a santierului; aprovizionarea utilajelor se va face din cisterna mobila, in zona special amenajata, la distanta de minimum 10 m de orice material combustibil. In cazul in care anumite parti din instalatie nu pot fi executate conform proiectului din cauza conditiilor reale din teren, executantul va solicita in scris avizul proiectantului inainte de adoptarea oricarei solutii alternative.

6.13.3 Pericole de incendiu identificate si masuri de prevenire

Principalele pericole de incendiu identificate in cadrul prezentului obiectiv sunt: aparitia scurtcircuitelor in apropierea materialelor combustibile (vegetatie uscata, ambalaje), surse de caldura sau flacara deschisa in zona echipamentelor electrice, si manipularea incorecta a materialelor sau echipamentelor urmata de producerea arcurilor electrice. Masurile de prevenire a incendiilor prevazute in proiect cuprind: utilizarea exclusiva a elementelor de constructie incombustibile (structuri metalice zincate, beton, materiale anorganice), respectarea separatiilor, distantarilor si compartimentarilor impuse de normative, alegerea echipamentelor electrice corespunzatoare categoriei de pericol de incendiu a amplasamentului (zone exterioare, echipamente IP66), utilizarea cablurilor cu izolatie ignifuga si nepropagatoare de flacara (clasa minima Cca-s1b,d1,a1), si echiparea amplasamentului cu stingatoare portabile conform plansei IE26 (3 stingatoare pulbere ABC 6 kg si 3 stingatoare CO2 5 kg).

6.13.4 Legislatie PSI aplicabila

La executia si exploatarea lucrarilor se vor respecta cu strictete urmatoarele acte normative: Legea nr. 307/2006 privind apararea impotriva incendiilor, cu modificarile si completarile ulterioare; Ordinul MAI nr. 210/2007 pentru aprobarea metodologiei privind identificarea, evaluarea si controlul riscurilor de incendiu; Ordinul MAI nr. 85/2001 pentru aprobarea metodologiei de certificare a conformitatii si agrementare tehnica pentru mijloacele tehnice de aparare impotriva incendiilor; HG nr. 537/2007 privind stabilirea si sanctionarea contravențiilor la normele de prevenire si stingere a incendiilor; Ordinul MAI nr. 1435/2006 pentru aprobarea normelor metodologice de avizare si autorizare privind securitatea la incendiu si protectia civila; Normele generale PSI aprobate prin Ordinul Ministerului de Interne nr. 775/1998; P118/1999 si P118/3-2015 privind securitatea la incendiu a constructiilor.

6.14 Masuri de securitate si sanatate in munca (SSM)

6.14.1 Prevederi generale SSM

La elaborarea documentatiei tehnice s-a avut in vedere legislatia specifica domeniului de activitate referitoare la sanatatea si securitatea ocupationala. Prevederile legilor si normelor enumerate in prezentul subcapitol sunt obligatorii atat pentru faza de executie a lucrarilor proiectate, cat si pentru exploatarea si interventiile ulterioare la utilajele, echipamentele si instalatiile proiectate, daca nu intervin modificari sau completari ale cadrului legislativ.

Documentatia respecta prevederile de sanatate si securitate ocupationala conform: Legea nr. 53/2003 privind Codul Muncii, cu modificarile si completarile ulterioare; Regulamentul privind protectia si igiena muncii in constructii aprobat prin Ordinul MLPAT nr. 9N/1993; Normele de medicina muncii aprobate prin Ordinul MS nr. 933/1994; HG nr. 457/2003 privind asigurarea securitatii utilizatorilor de echipamente electrice de joasa tensiune; Legea nr. 319/2006 privind securitatea si sanatatea in munca, cu normele metodologice de aplicare aprobate prin HG nr. 1425/2006; HG nr. 1048/2006 privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru utilizarea echipamentelor individuale de protectie; HG nr. 1136/2006 privind cerintele minime de securitate referitoare la expunerea lucratorilor la

campuri electromagnetice; HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sanătate pentru santierelor temporare sau mobile; HG nr. 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate la locul de muncă.

6.14.2 Măsurile de securitate pe durata execuției

Pe perioada execuției se vor lua toate măsurile necesare pentru evitarea accidentelor de orice natură. **Nu se vor executa lucrări sub tensiune.** Personalul de execuție a traseelor de cabluri și a instalațiilor electrice va fi autorizat ANRE corespunzător categoriei de lucrări (minim grupa IIB pentru joasă tensiune, minim grupa IIIB/IVB pentru medie tensiune). Se vor executa mai întâi toate lucrările care nu afectează instalațiile electrice în funcțiune sau aflate în vecinătate.

La executarea lucrărilor în zonele cu circulație publică sau interioară se vor lua măsuri de delimitare a zonei de lucru și se vor monta indicatoarele de interdicție adecvate pentru circulația auto și pietonală. La traversarea drumurilor și trotuarelor se vor instala podete de trecere provizorie. Se vor respecta distanțele de siguranță față de alte rețele și instalații conform normativului NTE 007/08/00. Manipularea materialelor și echipamentelor se va face cu grijă deosebită, cu respectarea distanțelor de siguranță față de instalațiile electrice existente sau aflate în funcțiune, distanțe stabilite de comun acord între executant și gestionarul instalațiilor, asigurând împiedicarea apropierii sub distanța de vecinătate admisă în orice împrejurare tehnologică sau accidentală.

Lucrările se vor realiza în baza unui program clar întocmit între unitatea de exploatare și unitățile de montaj, cu sarcini și responsabilități precise, ținând cont de durata în care se pot executa lucrările și de perioada în care instalațiile pot fi retrase din exploatare. Utilajele, uneltele și aparatele de măsură utilizate trebuie să fie verificate metrologic și să dețină buletine de verificare valabile, în conformitate cu normele și normativele în vigoare.

Toate lucrările de montaj ale instalațiilor electrice se vor executa de către muncitori cu calificare tehnică corespunzătoare, cu instructajul de protecția muncii efectuat pentru locul de muncă respectiv și consemnat în fișa individuală de instruire. **Protecția împotriva socurilor electrice datorate electrocutării prin atingere indirectă se realizează numai prin mijloace și măsuri tehnice. Este interzisă înlocuirea mijloacelor de protecție tehnice cu măsuri organizatorice.** În exploatare, instalațiile electrice vor fi întreținute de personal autorizat ANRE care va respecta normele tehnice și organizatorice de protecția muncii și va utiliza echipamentul de protecție corespunzător activității efectuate.

6.14.3 Factori de risc identificați

Pe timpul execuției lucrărilor de construcții-montaj aferente centralei fotovoltaice, au fost identificați următorii factori de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională: caderea la același nivel (pe teren denivelat, pe suprafețe alunecoase sau înghețate), caderea de la înălțime (la montajul structurilor, al stălpilor de iluminat, al catargului paratrăsnet), caderea de obiecte de la înălțime (unelte, materiale, panouri fotovoltaice în timpul manipularii), prinderea, lovirea sau strivirea de către echipamente tehnice acționate mecanic sau manual, prinderea, lovirea sau strivirea de către mijloace de transport în incintă sau în afara unității, contactul cu curentul electric prin atingere directă sau indirectă și prin tensiune de pas, contactul cu suprafețe sau corpuri fierbinți (la operațiunile de sudură aluminotermică, la topirea materialelor izolante), expunerea la substanțe toxice (vapori de sudură, praf de beton), expunerea la climat necorespunzător (umiditate relativă peste 80%, curenți de aer, temperaturi atmosferice extreme), precum și alte riscuri asociate (posibile incendii, stres termic în sezonul cald).

6.14.4 Echipament individual de protecție (EIP)

Pentru combaterea factorilor de risc identificați, pe lângă măsurile tehnice de protecție prevăzute în proiect, atât constructorul cât și beneficiarul vor acorda personalului echipament individual de protecție conform listelor interne, alcătuite în conformitate cu Normativul-cadru de acordare și utilizare a echipamentului individual de protecție aprobat prin HG nr. 1048/2006. Se va acorda o atenție deosebită următoarelor categorii de EIP: echipament de protecție antitermică pentru operațiunile de sudură, echipament electroizolant pentru lucrările pe instalațiile electrice (manusi izolante clasa 0 sau 00 pentru tensiuni până la 1.000 V, încălțăminte electroizolantă, covorase izolante), echipament de protecție pentru lucrul la înălțime (centuri de siguranță tip construcții-montaj, selectate conform instrucțiunilor MMPS nr. 3/1996), cască de protecție obligatorie în întreaga zonă de șantier, și ochelari de protecție pentru operațiunile de tăiere, polizare și sudură.

Se vor utiliza indicatoare de securitate pentru: interzicere, avertizare, siguranță, informare și obligativitate, conform SR ISO 7010 și STAS 297/2-1992, amplasate în toate punctele relevante ale șantierului și ale instalației finalizate. Responsabilitatea măsurilor de protecția muncii revine: executantului pe timpul montajului și probelor, executantului împreună cu beneficiarul pe timpul recepției și punerii în funcțiune, și beneficiarului pe timpul exploatării și întreținerii instalațiilor. Aceste măsuri nu sunt limitative și pot fi extinse de executant în funcție de condițiile specifice de pe șantier, în vederea eliminării oricărui risc de accident de muncă.

6.15 Masuri de protectia mediului

Producerea energiei electrice prin conversia energiei solare fotovoltaice nu presupune eliberarea de substante poluante in atmosfera. Fiecare kWh produs prin acest procedeu permite evitarea emiterii in atmosfera a aproximativ **0,33 kg de CO₂** (gaz responsabil pentru efectul de sera), fata de producerea aceluiasi kWh prin metode conventionale bazate pe combustibili fosili la nivelul mixului energetic al Romaniei. Centrala fotovoltaica de 400 kW, cu o productie estimata de aproximativ 643 MWh/an, va contribui la evitarea emiterii a circa **212 tone CO₂/an** pe intreaga durata de viata proiectata de 25 de ani.

Dupa terminarea ciclului de utilizare, instalatia fotovoltaica va fi dezafectata in conformitate cu legislatia de mediu in vigoare la momentul respectiv. Modulele fotovoltaice vor fi preluate de producator sau de o unitate specializata de reciclare a deseurilor electronice, in conformitate cu Directiva europeana DEEE (Directiva 2012/19/UE). Structurile metalice de sustinere pot fi integral refolosite sau reciclate ca deseuri metalice. Documentatia prezenta nu necesita un studiu de impact asupra mediului, amplasamentul nefiind situat in zone protejate, situri Natura 2000 sau zone cu restrictii de mediu.

6.15.1 Protectia apelor

Instalatiile proiectate nu produc agenti poluanti pentru apele subterane sau supraterane. Pe traseul instalatiilor proiectate nu exista cursuri de apa, lacuri sau alte corpuri de apa care ar putea fi afectate de executia sau exploatarea centralei fotovoltaice. Nu se utilizeaza substante chimice sau fluide de racire care ar putea contamina panza freatica. Singura sursa potentiala de contaminare este uleiul dielectric al transformatorului 630 kVA din PTAB, care este prevazut cu cuva de retentie dimensionata pentru intreaga cantitate de ulei, conform normativelor de mediu aplicabile.

6.15.2 Protectia aerului

Instalatiile proiectate nu produc agenti poluanti pentru aer in timpul exploatarei. Nu exista nicio forma de emisie gazoasa, particule in suspensie sau mirosuri asociate functionarii normale a centralei fotovoltaice. Singurele emisii temporare sunt cele generate de utilajele de santier in faza de executie (autovehicule, buldozer, macara), care sunt de natura temporara si de amploare redusa.

6.15.3 Protectia impotriva zgomotului si a vibratiilor

Instalatiile proiectate nu produc zgomot sau vibratii semnificative in timpul exploatarei. Invertoarele functioneaza prin convecție naturala (fara ventilatoare) si au un nivel de zgomot sub 30 dB(A) la 1 m, imperceptibil la limita proprietatii. Transformatorul in ulei de 630 kVA are un nivel de zgomot de aproximativ 55 dB(A), incadranduse in limitele admise de normative pentru zone exterioare. Pe durata executiei lucrarilor de constructii-montaj, activitatile generatoare de zgomot (transport, baterie tije de impamantare, vibrare beton) se vor desfasura exclusiv in intervalele orare stabilite de comun acord cu beneficiarul si autoritatile locale.

6.15.4 Protectia impotriva radiatiilor

Instalatiile proiectate nu produc radiatii ionizante sau neionizante periculoase pentru mediul inconjurator, oameni sau animale. Campurile electromagnetice generate de invertoare si cabluri sunt de nivel extrem de redus si se incadreaza cu larga marja in limitele admise de HG nr. 1136/2006 si de standardele europene de compatibilitate electromagnetica (EMC). Distanțele de amplasare fata de celelalte obiective respecta prevederile legislatiei specifice in vigoare.

6.15.5 Protecția solului și subsolului

Lucrarile de săpătură pentru fundații, șanțuri de cabluri și platforme afectează parțial și temporar solul și subsolul. Pământul rezultat din săpături se va depozita temporar pe amplasament, în zona desemnată, și se va reutiliza pentru umplerea șanțurilor și refacerea terenului. Surplusul de pământ și deșeurile de construcție se vor transporta la depozit ecologic autorizat, în conformitate cu legislația de mediu privind gestionarea deșeurilor. La terminarea lucrărilor, terenul afectat se va readuce la starea inițială prin nivelare, compactare și reinsemănțare cu gazon acolo unde este necesar.

6.15.6 Protecția ecosistemului terestru și acvatic

Instalațiile proiectate nu produc agenți poluanți pentru ecosistemele terestre și acvatice. Amplasamentul se află pe teren extravilan cu folosință agricolă redusă, fără specii protejate sau habitate sensibile identificate. Distanțele dintre instalațiile electrice și obiectivele civile din vecinătate respectă prevederile normelor în vigoare. Gardul perimetral este prevăzut cu deschidere suficientă la bază (gardare fără soclu de beton continuu) pentru a nu împiedica deplasarea faunei mici terestre.

6.15.7 Deșeuri rezultate

Ca urmare a executării lucrărilor de construcții-montaj rezultă deșeuri specifice activității de construcții: ambalaje de carton și polietilenă de la panouri și echipamente, resturi metalice de la structuri (capete de profile, suruburi în plus, sarmă de legat), resturi de cablu electric, resturi de beton și mortar, tuburi PVC ramase. Niciuna dintre aceste categorii de deșeuri nu conține substanțe periculoase. Executantul va asigura colectarea separată pe categorii a deșeurilor, depozitarea temporară în containere adecvate pe amplasament și transportul la unități de reciclare sau eliminare autorizate, în conformitate cu Legea nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor și cu HG nr. 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor.

6.16 Managementul riscurilor industriale

6.16.1 Factori de risc la instalatiile electrice de joasa tensiune (CA si CC)

Principalii factori de risc tehnic si tehnologic identificati la instalatiile electrice de joasa tensiune ale centralei fotovoltaice sunt: functionarea necorespunzatoare a echipamentelor de conversie sau protectie, socuri termice si mecanice datorate scurtcircuitelor sau actionarilor gresite, producerea de deteriorari ale echipamentelor ca urmare a punerii la pamant sau a scurtcircuitelor, supraincalzirea conductorilor sau a conexiunilor peste limitele admisibile, si aparitia arcurilor electrice pe circuitele DC in conditii de deteriorare a izolatiei sau desfacere a conectorilor sub sarcina.

Masurile de prevenire prevazute in documentatia tehnica cuprind: dimensionarea corecta a tuturor echipamentelor corespunzator curentilor de scurtcircuit calculati, dimensionarea corespunzatoare a cablilor de curent la sarcina admisibila si la caderea de tensiune impusa de normative, utilizarea de echipamente fiabile cu mentenanta redusa si corespunzatoare mediului exterior in care functioneaza (grad de protectie IP66 pentru invertoare, IP54 pentru tablouri), prevederea de protectii electrice corespunzatoare si performante (intreruptoare automate MCCB cu putere de rupere minima 36 kA, descarcatoare SPD tip 1+2, protectie diferentiala, protectie AFCI integrata in invertoare pentru detectia arcurilor electrice pe circuitele DC, protectie RCMU integrata pentru detectia curentilor reziduali), gruparea corespunzatoare a consumatorilor pe circuite separate cu protectii individuale, realizarea schemelor de alimentare cu posibilitate de sectionare si izolare a fiecarui circuit in parte, prevederea sistemelor de semnalizare a starii de functionare prin Smart Logger cu alerte in timp real, si stabilirea unui ansamblu de masuri tehnico-organizatorice pentru desfasurarea lucrarilor de constructii-montaj si exploatare in conditii de siguranta.

6.16.2 Factori de risc in gospodaria de cabluri

Factorii de risc specifici asociati retelei de cabluri a centralei fotovoltaice sunt: incalzirea conductorilor peste limitele admisibile ca urmare a suprasarcinii sau a contactelor defectuoase, care conduce la deteriorarea izolatiei, producerea de scurtcircuite prin persistenta unei puneri la pamant nedetectate, transmiterea de perturbatii electromagnetice intre circuitele DC si AC sau catre sistemele de comunicatii, si aparitia incendiilor la cabluri ca urmare a defectelor electrice sau mecanice.

Masurile de prevenire prevazute in documentatie cuprind: dimensionarea corespunzatoare a cablurilor la sarcina admisibila si la curentii de scurtcircuit calculati, utilizarea de cabluri corespunzatoare mediului in care sunt pozate (cabluri solare certificate TUV pentru circuitele DC expuse la UV si intemperii, cabluri cu izolatia XLPE pentru circuitele AC subterane), asigurarea pozarilor corecte conform normativelor PE 107 si NTE 007 (adancimi minime, pat de nisip, fasii de avertizare, protectii mecanice la traversari), utilizarea exclusiva de cabluri cu izolatia necombustibila sau cu intarziere la propagarea flacarilor (clasa minima Cca-s1b,d1,a1 conform EN 13501-6), realizarea de capete terminale din materiale incombustibile, etansarea corespunzatoare a trecerilor de cabluri prin pereti si pardoseli cu materiale rezistente la foc, si separarea fizica a traseelor de cabluri DC de cele AC pe cat posibil.

6.16.3 Factori de risc la instalatia de legare la pamant

Principalul factor de risc asociat instalatiei de impamantare este pierderea continuitatii electrice a circuitului de protectie, care poate conduce la accidentarea prin electrocutare a personalului de intretinere sau a persoanelor care intra in contact cu partile metalice accesibile

ale instalației. Măsurile de prevenire prevăzute în documentație cuprind: dimensionarea corespunzătoare a conductoarelor de împământare la curenții de punere la pământ calculați, utilizarea de materiale rezistente la coroziune (platbanda și țije din oțel zincat termic, cleme din bronz), realizarea conexiunilor îngropate exclusiv prin sudura aluminotermică (Cadweld) pentru asigurarea durabilității pe întreaga durată de viață a instalației, și executarea de măsurători și verificări specifice atât la punerea în funcțiune, cât și periodic pe durata exploatării (frecvența recomandată: anual în primii 3 ani, apoi la fiecare 2 ani).

6.16.4 Reglementări de referință pentru managementul riscurilor

La proiectarea, executia și exploatarea instalațiilor se vor respecta următoarele reglementări de referință privind managementul riscurilor industriale: HGR nr. 486/1993 privind creșterea siguranței în exploatarea construcțiilor și instalațiilor care prezintă surse de mare risc; OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale; Ordinul MIC nr. 293/1999 pentru aprobarea normelor metodologice privind verificarea calității lucrărilor de montaj; PE 102/1986 privind proiectarea și executia instalațiilor de conexiuni și distribuție cu tensiuni până la 1.000 V CA; PE 103/1992 privind dimensionarea și verificarea instalațiilor la solicitări termice și mecanice în condiții de scurtcircuit; NTE 007 privind proiectarea și executia rețelelor de cabluri electrice; Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă; Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor; SR EN 61140:2002 privind protecția împotriva socurilor electrice.

7. Programul de urmarire a executiei lucrarilor si fazele determinante

În conformitate cu Legea 10/1995 republicata privind calitatea în construcții, cu Regulamentul privind controlul de stat al calitatii constructiilor aprobat prin HG 272/1994, cu Procedura privind controlul statului în fazele de executie determinante aprobata prin Ordinul MLPAT nr. 31/N/1995 si cu normativele tehnice în vigoare, se stabileste prezentul program pentru controlul lucrarilor de constructii-montaj ale centralei fotovoltaice 400 kW din Orasul Corabia, judetul Olt.

Termenele la care vor avea loc controalele, verificarile sau receptiile prevazute în programul de mai jos vor fi stabilite de comun acord între beneficiar si executant si vor fi comunicate de executant tuturor participantilor cu cel puțin **5 zile lucratoare** înainte de data planificata. Fazele determinante se vor notifica la Inspectoratul de Stat în Constructii (ISC) cu minimum 15 zile înainte de executie.

Nr.	Lucrari ce se controleaza, verifica sau receptioneaza	Doc.	Particip.	FD
1	Masurarea rezistentei de dispersie a prizei de pamant ($R_p < 1\Omega$ pt LPS, $R_p < 4\Omega$ pt instalatie)	RI	E, B	FD
2	Masurarea continuitatii conductoarelor de protectie PE la TCEF si TESI	RI	E, B	
3	Verificarea calitatii lucrarilor ce devin ascunse (santuri cabluri, platbanda impamantare, fundatii armate)	PV	E, B, P	FD
4	Verificari si incercari tablouri electrice (izolatie, continuitate, functionare protectii)	RI	E, B	
5	Receptia structurilor metalice montate (verticalitate, inclinare, strangere imbinari)	PV	E, B	
6	Montaj centrala electrica fotovoltaica (panouri, stringuri, verificare Voc/Isc)	PV	E, B	
7	Montaj la pozitie echipamente electrice (invertoare, container, PTAB)	PV	E, B	
8	Verificare racordari cabluri forta si comanda (polaritate, faze, strangere borne)	PV	E, B	
9	Probe functionale (energizare, test 72 ore, parametrizare ANRE/DEO)	PV	E, B	FD
10	Receptie la terminarea lucrarilor (verificare completa, documentatie As-Built)	PVR	E, B, P	FD

7.1 Legenda

PV — Proces Verbal de verificare; **PVR** — Proces Verbal de Receptie; **RI** — Raport de Incercare; **FD** — Faza Determinanta (notificare ISC obligatorie).

E — Executant; **B** — Beneficiar (sau reprezentantul acestuia / Diriginte de santier); **P** — Proiectant (pentru fazele determinante si receptia finala).

7.2 Precizari privind masuratorile electrice

Masurarea rezistenței de dispersie a prizei de pamant se va efectua numai de către societăți sau persoane autorizate ANRE, cu aparate de măsură calibrate și etalonate. La dosarul de recepție se vor anexa obligatoriu: **atestatul de autorizare al persoanei/societății care a efectuat măsurătorile, raportul de încercare cu valorile obținute și certificatul de etalonare al aparatului de măsură utilizat.** Măsurătorile se vor efectua în condiții atmosferice normale (fără precipitații, fără îngheț), pe teren cu umiditate naturală, fără umezire artificială a solului în zona electroxilor de măsură.

Inspectia vizuala a instalatiei finalizate va cuprinde: verificarea starii generale a tuturor echipamentelor electrice (module fotovoltaice, cabluri, cutii de jonctiune, invertoare, tablouri electrice, container tehnic), verificarea instalatiei de împământare (continuitate, starea pieselor de separatie, starea caminelor de vizitare), verificarea pozitiei și orientarii panourilor fotovoltaice (azimut, inclinare, distante, lipsa umbririlor), verificarea structurilor metalice de sustinere (integritate, fixare, starea stratului de zinc, absenta coroziunii), și verificarea sistemelor auxiliare (iluminat, supraveghere video, împrejmuire, semnalizare).

8. PROGRAMUL DE CONTROL AL CALITATII LUCRARILOR

Prezentul program stabileste verificarile, incercarile si controalele de calitate obligatorii pe parcursul executiei centralei fotovoltaice 400 kW din Orasul Corabia, conform **Legii 10/1995** republicata, **HG 272/1994** si Ordinului MLPAT nr. 31/N/1995. Fazele determinante (FD) se notifica la ISC cu minimum 15 zile inainte.

Legenda: **E** = Executant; **B** = Beneficiar / Diriginte santier; **P** = Proiectant; **T** = Topograf autorizat; **L** = Laborator autorizat; **PV** = Proces Verbal; **PVLA** = PV Lucrari Ascunse; **PVR** = PV Receptie; **RI** = Raport Incercare; **BV** = Buletin Verificare; **FD** = Faza Determinanta (ISC).

Categoria de lucrari verificata	Caracteristica verificata	Frecventa	Conditii de admisibilitate	Participanti	Inregistrari emise
1. LUCRARI DE TERASAMENTE SI FUNDATII					
Lucrari de terasamente si strat de forma	Receptionarea lucrarilor de defrisare, decapare si nivelare teren	Pe fiecare etapa de lucru	Conform proiect tehnic si caiet de sarcini	E + B	PV
Verificare trasare	Verificarea cotelor si punctelor de reper marcate pe teren prin stalpi de trasare	La inceputul fiecarei faze de lucru	Toleranta ± 20 mm in plan, ± 10 mm pe verticala	E+B+P+T	PV trasare
Verificare compactare teren	Masurarea gradului de compactare pe zonele de fundatii si platforme	O proba la fiecare 500 mp sau zona critica	Min. 95% Proctor Standard	E + L	RI
Verificare la aprovizionare materiale	Examinarea certificatelor de calitate, conformitate CE si garantie pentru fiecare lot	La fiecare lot aprovizionat pe santier	Conform proiect tehnic si fise tehnice cap. 5	E + B + P	PVLA
Executie fundatii structuri	Verificare sapatura (cota fundare, dimensiuni), armare, cofraj, verticalitate suruburi ancorare	La fiecare fundatie, inainte de turnare beton	Cota fundare ± 10 mm Acoperire armatura ≥ 35 mm Verticalitate ± 2 mm/500 mm	E + B + P	PVLA (FD)
Turnare beton fundatii	Clasa beton, temperatura la turnare, mod vibrare, decofrare	La fiecare campanie de turnare	Beton C16/20 minim Temp. beton $\geq +10^{\circ}\text{C}$	E + B	PV + Bon

	Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 467 kWp, faza PTE				
			Bon livrare stație beton		
Execuție platforme beton	Cofraj, armare plasa sudata, turnare, finisare elicoptrizare	La fiecare platforma (container, parcare)	Beton C16/20, grosime 150 mm Plasa STPB D6/150x150	E + B	PV
2. STRUCTURI METALICE SI PANOURI FOTOVOLTAICE					
Receptie structuri metalice	Verificare integritate, dimensiuni, strat zinc, certificat conformitate, corespondenta cu comanda	La fiecare lot livrat pe santier	Conform proiect si fise tehnice Zinc $\geq 70 \mu\text{m}$ (SR EN ISO 1461)	E + B + P	PV receptie
Montaj structuri pe fundatii	Verticalitate stalpi, unghi inclinare, strangere imbinari cu cheie dinamometrica, garda la sol	100% — fiecare structura montata	Verticalitate $\leq 2 \text{ mm/1 m}$ Inclinare $33^\circ \pm 0,5^\circ$ Garda sol $\geq 700 \text{ mm}$	E + B	PV montaj
Receptie panouri FV	Verificare integritate (sticla, cadru, conectori), nr. serie, certificat conformitate, declaratie performanta	La fiecare lot livrat (100% vizual la montaj)	Fara fisuri, lovituri Conform fisa tehnica cap. 5	E + B + P	PV receptie
Montaj panouri pe structuri	Orientare PORTRET, rost 20 mm, fixare cleme cuplu specificat, conectare MC4, etichetare stringuri	100% — fiecare panou montat	Rost 20 mm $\pm 5 \text{ mm}$ Cuplu cleme conf. producator Polaritate MC4 verificata	E + B	PV montaj
3. INSTALATIE ELECTRICA DE CURENT CONTINUU (DC)					
Pozare cabluri DC	Trasee pe structuri in jgheaburi, separare +/-, fixare coliere UV, coborare la sol in tub copex	100% — fiecare string	Raza curbura $\geq 6xD$ Coliere la max. 200 mm Tub copex UV la coborari	E + B	PV
Sertizare conectori MC4	Verificare sertizare cu scula dedicata, rezistenta tractiune, cuplare	100% — fiecare conector MC4	Scula producator (nu clesi!) Tractiune min. 80 N Confirmare auditiva clic	E	Fisa control

 Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 467 kWp, faza PTE					
Masurare izolație stringuri DC	Masurare rezistența izolație cu megger 500V DC pe fiecare string	100% — toate cele 50 stringuri	R izolație $\geq 1 \text{ M}\Omega$ per string	E + B	RI / BV
Masurare Voc per string	Masurare tensiune circuit deschis la bornele fiecărui string deconectat	100% — toate cele 50 stringuri	Voc conform calcul $\pm 5\%$	E + B	RI / BV
Masurare Isc per string	Masurare curent scurtcircuit cu clește ampermetric DC	100% — toate cele 50 stringuri	Isc conform iradiere reală $\pm 10\%$	E + B	RI / BV
4. INVERTOARE SI ECHIPAMENTE DE CONVERSIE					
Recepție invertore	Verificare integritate, nr. serie, certificat CE, manual, garanție	La livrare — 4 invertore	Conform fișa tehnică cap. 5	E + B + P	PV recepție
Montaj invertore pe suport	Orizontalitate suport, fixare solidă, suruburi M12 autoblocante	100% — fiecare inverter	Orizontalitate $\pm 2 \text{ mm/1 m}$	E + B	PV montaj
Conectare circuite DC la inverter	Polaritate, strângere borne la cuplu, număr stringuri per MPPT conf. schema	100% — fiecare intrare MPPT	Polaritate verificată multimetru Cuplu conf. manual producător	E + B	PV
Conectare circuite AC inverter	Ordine faze L1-L2-L3-N-PE, strângere borne, conectare PE	100% — fiecare inverter	Secvența faze corectă PE conectat la priza pământ	E + B	PV
5. INSTALATIE ELECTRICA DE CURENT ALTERNATIV (AC)					
Pozare cabluri AC subterane	Adâncime sant, pat nisip 10 cm, formație trefla, fasie avertizare, tub PVC la traversări	Pe fiecare tronson — înainte de acoperire	Adâncime $\geq 0,7 \text{ m}$ (1,0 m sub drum) Nisip 10+10 cm Fasie la 30 cm deasupra	E + B + P	PVLA (FD)
Execuție capete terminale cabluri	Sertizare papuci compresie cu scula hidraulică, verificare calitate	La fiecare capăt de cablu	Matrită corespunzătoare secțiunii Fără fisuri, deformări	E + B	PV
Masurare izolație circuite AC	Megger 500V AC pe fiecare circuit din TCEF și TESI	100% — toate circuitele AC	R izolație $\geq 1 \text{ M}\Omega$	E + B	RI / BV
6. TABLOURI ELECTRICE (TCEF, TESI)					

	Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 467 kWp, faza PTE				
Receptie tablouri electrice	Correspondenta cu schema unifilara, calibre aparataj, stare contacte, etichetare, grad protectie IP54	La livrare — fiecare tablou	Conform schema unifilara IE19	E + B + P	PV receptie
Cablare si asamblare tablouri	Conectare cabluri, ordine faze, bare PE si N, strangere borne, etichetare circuite, schema pe usa	100% — fiecare tablou cablat	Cuplu borne conf. producator Separare N-PE corecta	E + B	PV
Verificari pre-energizare tablouri	Izolatie per circuit, continuitate PE, strangere borne, inspectie vizuala	100% — inainte de energizare	Izolatie $\geq 1 \text{ M}\Omega$ Continuitate PE $< 1 \text{ }\Omega$	E + B	RI
Termografie tablouri dupa energizare	Inspectie cu camera termoviziune a tuturor conexiunilor sub sarcina	Dupa min. 2 ore functionare la sarcina	$\Delta T < 10^\circ\text{C}$ intre faze	E + B	RI termo
7. INSTALATIE DE IMPAMANTARE SI PROTECTIE LA TRASNET					
Pozare platbanda OL-Zn 40x4	Traseu bucla perimetrala, adancime, contact cu solul, legare structuri, legare echipamente	Pe fiecare tronson — inainte de acoperire	Adancime $\geq 800 \text{ mm}$ Traseu conf. plansa IE24	E + B + P	PVLA (FD)
Calitate suduri aluminotermice	Inspectie vizuala 100% + ciocAnire cu ciocan (test de rezistenta)	100% — fiecare sudura Cadweld	Fara fisuri, pori, goluri Acoperire completa contact	E + B	PVLA + foto
Masurare rezistenta priza pamant	Masurare cu teluometru, metoda Wenner 3 puncte, in min. 3 locatii	Dupa finalizare bucla — inainte de acoperire	$R_p < 1 \text{ }\Omega$ (priză LPS) $R_p < 4 \text{ }\Omega$ (priză generala)	E + B + L	RI (FD)
Continuitate conductoare PE	Masurare cu micro-ohmmetru calibrat pe intreaga bucla si derivatii	100% — toate tronsoanele	$< 0,5 \text{ }\Omega$ pe 100 m	E + B	RI / BV
Montaj catarg si paratrasnet ESE	Verticalitate catarg $H=10 \text{ m}$, fixare pe fundatie, montaj ESE, conductoare coborare, borne proba	Dupa finalizare montaj complet	Verticalitate $\leq 5 \text{ mm}/10 \text{ m}$ Conf. NF C 17-102, SR EN 62305	E + B	PV montaj
8. IMPREJMUIRE PERIMETRALA SI PORTI					
Montaj gard perimetral	Verticalitate stalpi, fundatii beton, montaj plasa bordurata, sarma	Pe fiecare tronson de 30 m	Verticalitate stalpi $\pm 5 \text{ mm}/2 \text{ m}$	E + B	PV

 Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 467 kWp, faza PTE					
	ghimpata, legare la împământare		Înălțime gard 2,0 m ±30 mm		
Montaj porți și automatizare	Funcționare deschidere/închidere, forță conform EN 12453, telecomandă, fotocelule siguranță	După finalizare montaj și programare	Garda sol 20-40 mm Oprire la obstacol OK	E + B	PV
9. ILUMINAT EXTERIOR ȘI SUPRAVEGHERE VIDEO					
Montaj stalpi, corpuri iluminat, sistem telegestiune	Verticalitate stalpi H=6 m, fundații, orientare corpuri LED, conectare electrică, automatizare crepuscular	100% — fiecare stălp și corp LED	Verticalitate ≤5 mm/6 m Funcționare LED + automatizare OK	E + B	PV
Montaj sistem supraveghere CCTV	Montaj camere, cablare UTP Cat6, configurare NVR, acces remote VPN, test imagine zi și noapte	100% — toate cele 8 camere + NVR	Imagine corectă toate camerele Înregistrare continuă 30 zile Acces remote functional	E + B	PV
10. CONTAINER TEHNIC ȘI PTAB 630 kVA					
Amplasare container tehnic	Poziționare pe platformă beton, fixare buloane M16, racordare utilități, amenajare interioară	După amplasare și amenajare completă	Fixare solidă fără joc Presetupe IP68 la treceri	E + B	PV
Amplasare și echipare PTAB	Montaj celule MT, transformator, tablou JT, racordare LES 20 kV, capete terminale 20 kV	După finalizare montaj complet	Conf. schema IE27 și ATR DEO Personal autorizat ANRE IIIB/IVB	E + B + P + DEO	PV + RI
11. PROBE, TESTE ȘI PUNERE ÎN FUNCȚIUNE					
Verificări pre-energizare complete	Izolație DC+AC, Voc, Isc, continuitate PE, impedanță buclă, Rp pământ, sens rotație fază, strângere borne	100% — toate circuitele și echipamentele	Conform tabel 6.11.1 din Caietul de Sarcini	E + B	RI complet
Punere sub tensiune	Energizare secvențială DC apoi AC, pornire inversoare, verificare sincronizare rețea, absență alarme	La prima energizare	Tensiune AC 400V ±10%	E + B + P	PV (FD)

	Proiect 9/2026 - Înființare capacități noi de producere a energiei electrice pentru autoconsum în Orașul Corabia Centrală electrică fotovoltaică 467 kWp, faza PTE				
			Frecvența 50 Hz $\pm 0,5$ Hz Fără alarme sau erori		
Parametrizare funcții ANRE/DEO	Setare limite frecvență, tensiune, rampe putere, funcții anti-insulă, conform cerințe ANRE și DEO	După prima energizare reușită	Frecvență 47,5-51,5 Hz Tensiune $\pm 10\%$ Un Anti-insulă activ	E + B	PV config.
Test funcționare 72 ore	Monitorizare continuă producție, alarme, temperatura invertoare, monitoring, iluminat, CCTV, calitate	72 ore continue fără întrerupere	Fără defecțiuni sau opriri Producție conform iradiere Toate sistemele funcționale	E + B	Raport test 72h
Recepție la terminarea lucrărilor	Verificare completă conformitate, documentație As-Built, rezultate teste, stare amplasament	După finalizare completă lucrări + test 72h	Conform HG 273/1994 Documentație completă Fără deficiențe nerezolvate	E + B + P	PVR (FD)

NOTA: Măsurarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ se va efectua numai de către societăți sau persoane autorizate ANRE, cu aparate de măsură calibrate și etalonate. La dosarul de recepție se vor anexa obligatoriu: atestatul de autorizare, raportul de încercare cu valorile obținute și certificatul de etalonare al aparatului de măsură. Toate aparatele de măsură utilizate la verificările electrice trebuie să dețină buletine de verificare metrologică valabile la data efectuării măsurătorilor.

9. PROGRAM DE MENTENANTA

9.1 Prevederi generale si obiective

Prezentul Program de Mentenanta stabileste ansamblul activitatilor preventive, predictive si corective necesare pentru mentinerea centralei fotovoltaice de **400 kW** din Orasul Corabia, judetul Olt, in conditii optime de functionare pe intreaga durata de viata proiectata de minimum **25 de ani**. Programul se aplica incepand de la data semnarii Procesului Verbal de Receptie la terminarea lucrarilor si acopera toate componentele instalatiei: module fotovoltaice, invertoare, structuri metalice de sustinere, cabluri si instalatii electrice DC si AC, tablouri electrice, instalatia de impamantare si protectie la trasnet, postul de transformare PTAB 630 kVA, containerul tehnic, imprejmuirea perimetrala, iluminatul exterior, sistemul de supraveghere video si sistemul de monitorizare si comunicatii.

Obiectivul principal al programului de mentenanta este maximizarea productivitatii energetice a centralei fotovoltaice prin mentinerea unui Raport de Performanta (Performance Ratio - PR) de minimum 80% pe intreaga durata de viata a instalatiei, minimizarea timpului de indisponibilitate (downtime) la sub 2% din totalul orelor de functionare anuala, prevenirea defectiunilor majore ale echipamentelor prin detectia timpurie a anomaliiilor, mentinerea tuturor conditiilor de siguranta electrica si mecanica in conformitate cu normativele in vigoare, si respectarea conditiilor de garantie impuse de producatorii echipamentelor principale.

Mentenanta centralei fotovoltaice se structureaza pe trei niveluri complementare: **mentenanta preventiva sistematica** (activitati planificate la intervale fixe, independente de starea echipamentului), **mentenanta predictiva bazata pe monitorizare continua** (activitati declansate de indicatorii de performanta sau de alarmele sistemului de monitoring), si **mentenanta corectiva** (interventii de remediere a defectiunilor constatate). Primele doua niveluri sunt prioritare si au ca scop reducerea la minimum a interventiilor corective, care sunt atat mai costisitoare cat si mai perturbatoare pentru productia de energie.

9.1.1 Responsabilitati si personal calificat

Responsabilitatea pentru executia programului de mentenanta revine **beneficiarului (UAT Orasul Corabia)**, care poate delega aceasta responsabilitate catre un operator specializat sau catre o firma de mentenanta autorizata, printr-un contract de mentenanta dedicat. Indiferent de modalitatea de organizare, personalul care efectueaza operatiunile de mentenanta trebuie sa indeplineasca urmatoarele cerinte minime de calificare:

Pentru operatiunile curente de inspectie vizuala, curatare panouri, verificare imprejmuire si sisteme auxiliare, personalul trebuie sa fie instruit privind riscurile electrice specifice instalatiilor fotovoltaice (prezenta permanenta a tensiunii DC la lumina zilei, cu valori de pana la ~970 V la temperaturi scazute), sa cunoasca procedura de oprire de urgenta a instalatiei si sa utilizeze echipamentul individual de protectie adecvat (incaltaminte electroizolatoare, manusi de protectie).

Pentru operatiunile de mentenanta electrica (verificari izolatii, masuratori, interventii la tablouri, invertoare, cabluri), personalul trebuie sa fie **electrician autorizat ANRE minim grupa IIB** pentru interventii pe instalatia de joasa tensiune, si **minim grupa IIB/IVB** pentru interventii pe instalatia de medie tensiune (PTAB, celule MT, cablu 20 kV). Aparatele de masura utilizate trebuie sa fie calibrate si sa detina buletine de verificare metrologica valabile.

Se recomanda incheierea unui contract de mentenanta cu firma care a executat instalatia sau cu producatorul invertoarelor, care sa acopere minimum primul an de functionare (perioada de rodaj) si preferabil intreaga perioada de garantie de buna executie

de 24 luni. Contractul de mentenanță va include vizite periodice planificate, intervenții la alarme în maximum 48 ore, și un raport detaliat după fiecare vizită.

9.1.2 Documentația de mentenanță

Pentru fiecare operațiune de mentenanță efectuată se va completa un **Raport de Intervenție** care va conține: data și ora intervenției, tipul intervenției (preventivă/predictivă/corectivă), descrierea operațiunilor efectuate, valorile măsurătorilor realizate (cu menționarea aparatelor utilizate și a numărului de buletin de verificare), piesele sau materialele înlocuite (cu numărul de serie și certificatele de conformitate), observațiile și recomandările tehnicianului, semnatura tehnicianului și a reprezentantului beneficiarului.

Toate rapoartele de intervenție se vor arhiva într-un Registru de Mentenanță ținut la sediul beneficiarului, în format fizic și electronic. Registrul va constitui dovada respectării programului de mentenanță și va fi prezentat producătorilor de echipamente în cazul solicitărilor de garanție. Pierderea evidenței mentenanței sau nerespectarea intervalelor de mentenanță specificate de producători poate conduce la pierderea garanției echipamentelor.

9.1.3 Procedura de oprire de urgență

ATENȚIE: Înainte de orice intervenție de mentenanță care implică contactul cu componentele electrice ale instalației, se va executa procedura de oprire și consemnare (LOTO - Lock Out / Tag Out) în următoarea ordine strictă:

PROCEDURA DE OPRIRE DE URGENȚĂ — ORDINE OBLIGATORIE

1. Oprește invertoarele din interfața locală sau Smart Logger (se întrerupe injectia AC în rețea)
2. Deconectare întreruptoare AC din TCEF (se izolează invertoarele de rețea)
3. Deconectare switch-uri DC de pe invertoare (se izolează stringurile de inverter)
4. Așteptare minimum 5 minute pentru descărcarea condensatoarelor interne ale invertoarelor
5. Verificare absența tensiunii cu detector de tensiune certificat, pe fiecare circuit
6. Montare lacate de blocare (LOTO) și etichete de avertizare pe toate dispozitivele deconectate

ATENȚIE: Panourile FV generează tensiune DC permanent la lumina zilei! Chiar și după oprirea invertoarelor, cablurile DC rămân sub tensiune (~640V în condiții STC). Pentru eliminarea completă a tensiunii DC, panourile se acoperă cu folii opace.

9.2 Programul de mentenanta preventiva sistematica

Mentenanta preventiva sistematica cuprinde activitatile planificate la intervale fixe de timp, executate indiferent de starea aparenta a echipamentului. Scopul este prevenirea defectiunilor si detectia timpurie a deteriorarilor incipiente. Tabelul de mai jos centralizeaza toate operatiunile de mentenanta preventiva, frecventa de executie, responsabilii si observatiile tehnice asociate.

Operatiune de mentenanta	Frecventa	Responsabil	Observatii tehnice / Criterii de acceptare
A. MONITORIZARE ZILNICA (de la distanta, prin platforma cloud)			
Verificare productie energetica pe fiecare invertor (kWh zi)	Zilnic	Operator	Comparatie cu iradierea solara si productia asteptata; diferente >15% necesita investigare
Verificare alarme si erori invertore	Zilnic	Operator	Orice alarma activa se investigheaza in max. 24h; erorile critice necesita interventie imediata
Verificare functionare sistem monitoring (transmisie date cloud)	Zilnic	Operator	Lipsa datelor >4h in zi solara indica defect comunicatii; interventie in max. 48h
Verificare inregistrare video CCTV (toate camerele active)	Zilnic	Operator	Verificare prin acces remote ca toate 8 camerele transmit imagine si NVR inregistreaza
B. INSPECTIE LUNARA (pe amplasament)			
Inspectie vizuala panouri FV: murdarie excesiva, deteriorari sticla, decolorari, urme de hotspot	Lunar	Operator	Se noteaza panourile cu defecte vizibile pt. investigare detaliata; hotspot = interventie urgenta
Verificare stare imprejmuire: integritate plasa, stalpi, sarma ghimpata, porti	Lunar	Operator	Orice bresa in gard se remediază in max. 48h; portile se ung la balamale daca prezinta uzura
Verificare iluminat perimetral: functionare corpuri LED, automatizare crepuscular	Lunar	Operator	Corpurile arse se inlocuiesc; se verifica ora de aprindere/stingere (corelatie cu apus/rasarit)
Verificare stare container: etanseitate, climatizare, curatenie interioara	Lunar	Operator	Temperatura interioara 15-25°C; lipsa condensului, praf excesiv sau intruziuni de insecte/rozatoare
Citire contori energie si comparatie cu	Lunar	Operator	Diferenta Smart Meter vs. contor DEO sub 2%;

datele din platforma de monitoring			abateri mari indica defect de masurare
C. MENTENANTA TRIMESTRIALA			
Curatare panouri fotovoltaice (spalare cu apa demineralizata)	Trimestrial	Echipa tehnica	Apa demineralizata sau apa de ploaie; fara detergenti abrazivi; dimineata devreme sau seara (panouri reci); presiune max. 50 bar la distanta min. 50 cm
Inspectie vizuala detaliata structuri: stare zinc, imbinari, deformari, coroziune	Trimestrial	Echipa tehnica	Se noteaza orice punct de coroziune incipient; se verifica absenta deformatiilor; se marcheaza cu vopsea punctele afectate
Verificare strangere cleme panouri (prin sondaj 10%)	Trimestrial	Electrician IIB	Cheie dinamometrica; cuplu conform spec. producator; se verifica min. 10% din totalul clemelor, rotativ la fiecare trimestru
Inspectie conectori MC4: stare, fixare, decolorari, topire, oxidare	Trimestrial	Electrician IIB	Conectorii cu semne de supraincalzire (decolorare, topire) se inlocuiesc imediat; verificare cu camera termoviziune daca disponibila
Verificare functionare switch-uri DC invertoare (manevra test)	Trimestrial	Electrician IIB	Se verifica ca fiecare switch DC se deschide si se inchide fara blocare; se verifica absenta arcurilor la manevra
Curatare filtre aer invertoare (daca exista) si verificare garnituri IP66	Trimestrial	Electrician IIB	Se indeparteaza praful si particulele; se verifica integritatea garniturilor de cauciuc; garniturile deteriorate se inlocuiesc
Verificare stare camine vizitare impamantare si piese separatie	Trimestrial	Echipa tehnica	Capacele caminelor sa fie vizibile si usor de deschis; piesele de separatie sa nu fie corodate sau slabite
Verificare functionare automatizare poarta si telecomanda	Trimestrial	Echipa tehnica	Test deschidere/inchidere; test oprire la obstacol; verificare baterie telecomanda; ungere mecanisme

Cosire vegetatie in perimetrul parcului fotovoltaic	Trimestrial	Echipa tehnica	Inaltime maxima vegetatie: 30 cm in zona panourilor; se elimina arbusi si buruieni agresive; se pastreaza o zona curata de 1 m in jurul echipamentelor electrice
---	--------------------	-------------------	--

D. MENTENANTA SEMESTRIALA

Inspectie termografica panouri FV cu camera termoviziune	Semestrial	Electrician IIB	Se executa in zi solara, iradiere >600 W/m ² ; se identifica celulele cu hotspot ($\Delta T > 20^{\circ}C$); panourile cu hotspot sever se inlocuiesc
Masurare Voc si Isc per string (toate cele 50 stringuri)	Semestrial	Electrician IIB	Voc: $\pm 5\%$ fata de valoarea STC corectata cu temperatura; Isc: $\pm 10\%$ fata de iradiere reala; stringuri cu abateri mari se investigheaza panou cu panou
Verificare strangere borne tablouri TCEF si TESI (toate circuitele)	Semestrial	Electrician IIB	Cheie dinamometrica la cuplul specificat de producator; se verifica vizual absenta supraincalzirii (decolorari, topire izolatie)
Inspectie termografica tablouri electrice sub sarcina	Semestrial	Electrician IIB	Camera termoviziune; ΔT intre faze $< 10^{\circ}C$; conexiunile cu temperatura excesiva se refac imediat
Verificare stare cabluri DC pe structuri: izolatie, fixare, coliere UV	Semestrial	Electrician IIB	Se inlocuiesc colierele deteriorate de UV; se verifica absenta deteriorarilor mecanice ale izolatiei (rozaturi, crapaturi)
Verificare stare cabluri AC la capete terminale si in tablouri	Semestrial	Electrician IIB	Papuci de compresie fara coroziune; izolatie fara crapaturi; borne stranse la cuplu
Test functionare protectii diferentiale (RCD) si SPD	Semestrial	Electrician IIB	Test RCD cu buton TEST si cu aparat dedicat; verificare indicatori stare SPD (indicator verde = OK; rosu = defect, inlocuire imediata)

Verificare nivel ulei si stare transformator PTAB 630 kVA	Semestrial	Electrician IIIB	Nivel ulei in conservator intre marcajele min-max; lipsa scurgeri; stare izolatori; functionare DGPT2 (test buton)
Actualizare firmware invertore (daca disponibil de la producator)	Semestrial	Electrician IIB	Se verifica pe site-ul producatorului existenta actualizarilor; se aplica prin USB sau remote; se noteaza versiunea in registru
Verificare si curatare senzori monitoring: iradiatie, temperatura, anemometru	Semestrial	Echipa tehnica	Sticla senzor iradiatie curata, fara depuneri; verificare calibrare prin comparatie cu date satelitare sau alte surse
E. MENTENANTA ANUALA			
Masurare rezistenta izolatii circuite DC (megger 500V, per string)	Anual	Electrician IIB	R izolatii $\geq 1 \text{ M}\Omega$ per string; degradarea sub $10 \text{ M}\Omega$ indica inceputul deteriorarii izolatiei; sub $1 \text{ M}\Omega$ = defect
Masurare rezistenta izolatii circuite AC (megger 500V, per circuit)	Anual	Electrician IIB	R izolatii $\geq 1 \text{ M}\Omega$ per circuit; verificare toate circuitele din TCEF si TESI
Masurare rezistenta prize de pamant (teluometru, metoda 3 puncte)	Anual	Lab autorizat	$R_p < 1 \text{ }\Omega$ (priza LPS); $R_p < 4 \text{ }\Omega$ (priza generala); se efectueaza in perioada secetoasa (valori cele mai defavorabile); se anexeaza buletin verificare aparat
Verificare continuitate conductori PE (micro-ohmmetru)	Anual	Electrician IIB	Continuitate $< 0,5 \text{ }\Omega$ pe fiecare tronson; se verifica toate derivatiile la echipamente
Inspectie vizuala detaliata a tuturor panourilor FV (100%)	Anual	Echipa tehnica	Sticla: fisuri, delaminari, bule, decolorari; cadru: deformari, coroziune; cutie jonctiune: etanseitate; cabluri: integritate izolatii; se noteaza nr. serie panouri cu defecte
Test functionare completa invertore (pornire, oprire, alarme, comunicatii)	Anual	Electrician IIB	Se verifica: raspuns la pornire/oprire, timp de sincronizare cu rețeaua, functionare AFCI si RCMU, comunicare RS485/cloud, afisaj local

Verificare reglaje protecții MT în PTAB (releu DGPT2, rele numerice)	Anual	Electrician IIB	Verificare conformitate cu parametrii impusi de DEO; test declanșare pe simulare; verificare baterii rele (înlocuire dacă >3 ani)
Test etanșeitate container: acoperis, uși, presetupe, ferestre	Anual	Echipa tehnică	Vizual + test cu apă (simulare ploaie); etansare presetupe cu silicon unde este necesar; verificare drenaj platformei
Recalibrare senzor iradiatie solara (comparatie cu referinta)	Anual	Lab autorizat	Abatere maxima $\pm 3\%$ fata de senzor de referinta calibrat; daca abaterea >5%, se recalibreaza sau înlocuiește
Analiza performanta anuala: PR, disponibilitate, degradare	Anual	Operator + P	Se întocmește Raportul Anual de Performanță; se calculează PR, disponibilitatea, rata de degradare; se compară cu garanția producătorului

F. MENTENANTA PLURIANUALA (la 3-5 ani)

Revopsire / retusare structuri metalice în punctele de coroziune	La 5 ani	Firma specializată	Curățare cu perie sarma, degresare, grunduire zinc-rich primer, vopsire finală RAL 7035; se documentează punctele tratate
Înlocuire coliere UV deteriorate pe structuri (100%)	La 3 ani	Echipa tehnică	Se înlocuiesc toate colierele cu coliere noi rezistente UV; se reverify traseele cablurilor DC
Verificare fundații structuri: tasări, fisuri, stare beton	La 5 ani	Inginer structurist	Inspectie vizuală + măsurare cu nivela optică a eventualelor tasări diferențiale; tasări >5 mm = investigație detaliată
Analiza ulei transformator PTAB (test dielectric, umiditate, gaze)	La 3 ani	Lab autorizat	Rigiditate dielectrică ≥ 40 kV/2,5mm; umiditate <30 ppm; analiza gaze dizolvate (DGA) pt. detecție defecte interne
Înlocuire baterii sistem alimentare neîntreruptibilă (dacă există)	La 3-5 ani	Electrician IIB	Durata viață baterii plumb-acid: 3-5 ani; baterii Li-ion: 7-10 ani; se notează data înlocuirii

Inlocuire HDD/SSD in NVR supraveghere video	La 3 ani	Echipa tehnica	Verificare stare SMART a discului; inlocuire preventiva la 3 ani sau la prima eroare SMART
Reverificare cuplu strangere toate imbinarile structuri (100%)	La 5 ani	Echipa tehnica	Cheie dinamometrica pe toate buloanele structurilor metalice; se restrang imbinarile slabite
Inlocuire descarcatoare SPD (daca indicatorul arata defect)	La verificare	Electrician IIB	SPD cu indicator rosu sau fara indicator = inlocuire imediata; verificare la fiecare inspectie semestrială

9.3 Instrucțiuni detaliate de mentenanță pe componente

9.3.1 Module fotovoltaice

Modulele fotovoltaice sunt componenta cu cea mai mare durată de viață a instalației (minimum 25 de ani) și nu conțin piese în mișcare, însă performanța lor se degradează natural în timp cu o rată garantată de maximum **0,55%/an** (conform garanției de performanță liniară a producătorului). Principalii factori care accelerează degradarea peste rata naturală sunt: acumularea de murdărie pe suprafața activă (praf, noroi, dejectii pasari, frunze, polen), apariția microfisurilor în celulele de siliciu datorate socurilor termice sau mecanice, deteriorarea cutiilor de joncțiune și a conectorilor MC4 prin expunere la intemperii, și apariția fenomenului de delaminare a încapsulantului EVA.

Curățarea panourilor se execută trimestrial sau ori de câte ori inspecția vizuală sau datele de monitorizare indică o scădere semnificativă a producției care nu se corelează cu condițiile meteorologice. Curățarea se face cu apă demineralizată sau apă de ploaie colectată, cu ajutorul unor perii moi cu maner telescopic sau cu sisteme de spălare cu presiune redusă (maximum 50 bar, la distanța de minimum 50 cm de suprafața panoului). Este strict interzisă utilizarea detergenților abrazivi, a soluțiilor pe bază de alcool sau solvent, a perilor metalice sau a buretelui abraziv. Curățarea se execută dimineața devreme sau seara, când panourile sunt reci; spălarea cu apă rece pe panouri fierbinti în plin soare poate provoca soc termic și microfisuri ale sticlei.

Inspecția termografică semestrială se execută în condiții de iradiere solară de minimum 600 W/m², cu camera termoviziune cu rezoluție minimă 320x240 pixeli și sensibilitate termică sub 0,1°C. Se scanează sistematic fiecare panou, cautând celule cu temperatura semnificativ mai mare decât media panoului (hotspot). Un hotspot cu diferență de temperatură mai mare de 20°C față de celulele adiacente indică un defect sever (celula crapată, bypass dioda defectă, conexiune internă defectuoasă) și panourile respective se vor înlocui în perioada de garanție sau se vor izola electric dacă sunt în afara garanției.

9.3.2 Invertoare

Invertoarele sunt componenta cu cea mai mare complexitate electronică a instalației și au o durată de viață proiectată de minimum **15 ani** (cu posibilitate de extensie prin înlocuirea componentelor uzate). Principalele categorii de intervenții de mentenanță la invertoare sunt: verificarea periodică a parametrilor de funcționare prin sistemul de monitoring (producție per MPPT, temperaturi interne, coduri eroare), curățarea trimestrială a eventualelor filtre de aer și verificarea etanșeității garniturilor IP66, verificarea semestrială a strângerii bornelor de putere DC și AC cu cheie dinamometrică, inspecția termografică semestrială a conexiunilor sub sarcină, și actualizarea semestrială a firmware-ului dacă producătorul pune la dispoziție versiuni noi.

Invertoarele sunt echipate cu funcții avansate de autodiagnostic (AFCI pentru detectia arcurilor electrice DC, RCMU pentru detectia curenților reziduali, monitorizare temperatură internă) care generează alarme specifice în sistemul de monitoring. Orice alarmă generată de inverter trebuie investigată în maximum 24 de ore de la apariție. Alarmele critice (punere la pământ detectată, arc electric detectat, supratemperatură) impun oprirea imediată a invertorului și investigarea cauzei înainte de repornire. Repornirea unui inverter după o alarmă critică fără identificarea și remedierea cauzei poate conduce la deteriorarea ireversibilă a echipamentului sau la pericol de incendiu.

La fiecare 5 ani de funcționare se recomandă o revizie majoră a invertoarelor, executată de service-ul autorizat al producătorului, care include: inspecție internă (verificare

componente electronice, condensatoare electrolitice, contacte rele), curățare internă, înlocuire garnituri de etanșeitate și actualizare software/firmware la ultima versiune disponibilă. Costul reviziei majore se va estima în bugetul de mentenanță și se va programa cu minimum 3 luni înainte.

9.3.3 Instalatia electrica DC si AC

Cablurile solare DC sunt expuse permanent la radiații ultraviolete, temperaturi extreme și intemperii. Chiar dacă sunt certificate pentru utilizare în exterior (EN 50618), izolația lor se deteriorează în timp și necesită inspecție periodică. La fiecare inspecție semestrială se va verifica starea izolației pe traseele vizibile de pe structuri, cu atenție la punctele de trecere prin jgheaburi, la coborârile de pe structuri și la intrarea în tuburile de protecție. Orice deteriorare a izolației (crapături, rozături de animale, urme de ardere) necesită înlocuirea imediată a porțiunii de cablu afectate. Colierele de fixare din plastic se deteriorează sub acțiunea UV și se înlocuiesc preventiv la fiecare 3 ani.

Cablurile AC subterane, fiind protejate de intemperii și radiații UV, au o durată de viață semnificativ mai mare și nu necesită intervenții directe pe cablu. Verificarea lor se limitează la măsurarea anuală a rezistenței de izolație cu megger și la inspecția semestrială a capetelor terminale în tablourile electrice (stare papuci de compresie, strângere borne, absența coroziunii). Orice scădere a rezistenței de izolație sub 10 MΩ per circuit indică începutul degradării și necesită investigare suplimentară; scăderea sub 1 MΩ impune scoaterea din funcțiune și remedierea.

9.3.4 Instalatia de împământare și protecție la trăsnet

Rezistența de dispersie a prizei de pământ se măsoară anual, în perioada secetoasă a anului (iulie-august), când umiditatea solului este minimă și valorile măsurate sunt cele mai defavorabile. Măsurarea se efectuează de către laborator autorizat sau electrician autorizat ANRE, cu telurimetru calibrat, prin metoda Wenner cu 3 puncte. Valorile măsurate trebuie să respecte: **$R_p < 1 \Omega$** pentru priza asociată LPS și **$R_p < 4 \Omega$** pentru priza generală a instalației. Dacă valorile măsurate depășesc limitele admise, se vor adăuga electrozi suplimentari (tije de împământare) sau se vor aplica tratamente de ameliorare a conductivității solului (bentonită, sare tehnică) până la atingerea valorilor impuse.

Continuitatea conductoarelor de protecție PE se măsoară anual cu micro-ohmmetru calibrat, pe fiecare tronson de platbandă și pe fiecare derivatie la echipamente. Se verifică starea pieselor de separare din căminele de vizitare (absența coroziunii, strângerea suruburilor), starea bornelor de probă de pe conductoarele de coborâre ale paratranetului și starea generală a căminelor de vizitare (capacele să fie vizibile, accesibile și funcționale). După fiecare episod de trăsnet detectat sau raportat în zona amplasamentului, se va efectua o inspecție suplimentară a întregii instalații LPS, cu verificarea stării dispozitivului ESE, a conductoarelor de coborâre și a conexiunilor la priza de pământ.

9.3.5 Postul de transformare PTAB 630 kVA

Transformatorul în ulei de 630 kVA necesită o atenție specială datorită prezentei uleiului dielectric și a echipamentelor de medie tensiune (20 kV). Mentenanța PTAB se va efectua exclusiv de către personal autorizat ANRE minim grupa IIIB, cu respectarea normelor de securitate specifice instalațiilor de medie tensiune (consemnare, verificare absența tensiune cu detector MT, legare la pământ și în scurtcircuit). Verificarile semestriale cuprind: nivelul uleiului în conservator (între marcajele min-max), etanșeitatea cuvei și a sistemului de răcire (absența scurgerilor de ulei pe sol sau pe echipament), starea izolatoarelor de trecere

(absenta fisurilor, depunerilor conductive), functionarea releului DGPT2 (test prin buton) si starea contactelor separatoarelor si intreruptoarelor din celulele MT.

La fiecare 3 ani se va efectua o analiza de laborator a uleiului dielectric, cuprinzand: masurarea rigiditatii dielectrice (valoare acceptabila: minimum 40 kV/2,5 mm gap), determinarea continutului de umiditate (maximum 30 ppm) si, preferabil, analiza gazelor dizolvate (DGA — Dissolved Gas Analysis) pentru detectia timpurie a defectelor interne ale transformatorului (puncte fierbinti, descarcari parțiale, arce electrice interne). Rezultatele analizei se compara cu valorile de referinta din IEC 60422 si se stabilesc masurile necesare: daca uleiul este in stare buna se continua exploatarea normala, daca valorile sunt la limita se scurteaza intervalul de verificare la 1 an, iar daca valorile depasesc limitele admise se procedeaza la filtrare/regenerare sau inlocuire ulei.

9.3.6 Sistem de monitorizare si comunicatii

Sistemul de monitorizare este instrumentul central al mentenantei predictive si functionarea sa corecta este esentiala pentru detectia timpurie a oricaror anomalii. Verificarile semestriale cuprind: curatarea sticlei senzorului de iradiatie solara (contaminarea cu praf reduce precizia masurarii), compararea valorilor masurate de senzorii de temperatura ambianta si a panoului cu valori de referinta (termometru calibrat), verificarea functionarii anemometrului (rotire libera, raspuns la vant), verificarea calitatii conexiunii 4G LTE a router-ului (nivel semnal, stabilitate VPN), si verificarea preciziei Smart Meter-ului prin comparatie cu contorul de decontare al operatorului de distributie.

Recalibrarea senzorului de iradiatie solara se efectueaza anual, prin comparatie cu un senzor de referinta calibrat (piranometru clasa secundara conform ISO 9847) sau prin comparatie cu date de iradiatie satelitare (Meteosat, PVGIS). Abaterea maxima acceptabila este de $\pm 3\%$; daca abaterea depaseste $\pm 5\%$, senzorul se recalibreaza sau se inlocuieste. Platforma cloud de monitorizare se actualizeaza automat de catre furnizor, insa operatorul va verifica trimestrial corectitudinea datelor afisate, configurarea corecta a alertelor si generarea automata a rapoartelor lunare de productie.

9.4 Mentenanta predictiva bazata pe monitorizare continua

Mentenanta predictiva se bazeaza pe analiza continua a datelor de monitorizare si pe identificarea tendintelor sau anomaliilor care semnaleaza deteriorarea incipienta a echipamentelor, **inainte** ca acestea sa se transforme in defectiuni cu impact asupra productiei. Sistemul de monitorizare al centralei fotovoltaice transmite in timp real catre platforma cloud urmatoarele categorii de date: productia de energie pe fiecare invertor si pe fiecare MPPT, tensiunile si curentii DC per MPPT, parametrii AC (tensiuni, curenti, putere activa si reactiva, factor de putere, THD), temperatura invertoarelor, iradierea solara masurata, temperatura ambianta si a panourilor, viteza vantului, si starea de functionare a fiecarui echipament (OK/alarma/eroare).

9.4.1 Indicatori cheie de performanta (KPI)

Principalul indicator de performanta al centralei fotovoltaice este **Raportul de Performanta (Performance Ratio — PR)**, definit ca raportul intre energia efectiv produsa si energia teoretic disponibila in conditii ideale, corectata cu temperatura. Un PR tipic pentru o centrala fotovoltaica bine intretinuta in Romania este de **80-85%** in primul an de functionare. Scaderea PR sub 75% fara cauza meteorologica evidenta indica o problema care necesita investigare. Formulele de calcul sunt:

$PR = E_{real} / (P_{STC} \times H_{poa} \times (1 + \gamma \times (\Delta T))) \times 100\%$, unde E_{real} = energia masurata (kWh), P_{STC} = puterea instalata in conditii STC (467,28 kWp), H_{poa} = iradierea in planul panourilor (kWh/m²), γ = coeficient de temperatura (-0,35%/°C).

Al doilea indicator important este **Disponibilitatea tehnica**, definita ca procentul din totalul orelor cu iradiere solara in care instalatia a fost in functiune si a produs energie. Valoarea tinta este de minimum **98%** disponibilitate anuala. Timpul de indisponibilitate include opriri datorate defectiunilor echipamentelor, operatiunilor de mentenanta programata, lipsei conexiunii la retea si opririlor comandate de operatorul de distributie.

Al treilea indicator este **Rata de degradare anuala**, calculata ca diferenta procentuala intre PR-ul anului curent si PR-ul anului precedent, corectata cu variatiile meteorologice interanuale. Rata de degradare normala este de 0,3-0,5%/an; depasirea valorii de **0,8%/an** indica o degradare accelerata care necesita investigare si interventie.

9.4.2 Praguri de alarma si actiuni recomandate

Sistemul de monitorizare va fi configurat cu urmatoarele praguri de alarma care declanseaza actiuni specifice de investigare si interventie:

Alarma de productie scazuta pe invertor: daca un invertor produce cu mai mult de 15% mai putin decat media celorlalte invertoare in aceleasi conditii de iradiere, se investigheaza in 24 ore. Cauzele posibile: stringuri deconectate, panou defect pe un string (efect de limitare), MPPT defect, cablu DC cu rezistenta crescuta.

Alarma de productie scazuta pe MPPT: daca un MPPT produce cu mai mult de 10% mai putin decat celelalte MPPT-uri ale aceluiasi invertor, se investigheaza in 48 ore. Cauze posibile: panou cu hotspot, conector MC4 cu rezistenta crescuta, bypass dioda defecta, umbrarire partiala neasteptata.

Alarma de temperatura invertor: daca temperatura interna a invertorului depaseste 65°C, se verifica: starea garniturilor (infiltratie praf), functionarea ventilatiei naturale (obstacole in calea aerului), iradierea solara directa pe carcasa (se monteaza parasolar daca este necesar).

Alarma de izolație DC (punere la pamant): alarma critica. Se opreste imediat invertorul, se identifică stringul afectat prin metoda injumatatirii si se localizeaza defectul de izolație (de regula conector MC4 inundat, cablu DC cu izolație deteriorata, cutie jonctiune cu infiltratie de apa).

Alarma AFCI (arc electric detectat): alarma critica. Se opreste imediat invertorul. Se verifica fizic toate conexiunile DC (conectori MC4, borne, sertizari). Arcul electric pe circuitul DC este pericol major de incendiu. **Nu se reporneste invertorul pana la identificarea si remedierea cauzei.**

Alarma lipsa comunicatie: daca Smart Logger-ul nu transmite date catre platforma cloud timp de mai mult de 4 ore in zi solara, se verifica: conexiune internet 4G (nivel semnal, SIM activ, credit), alimentare router, cablu RS485 intre invertoare si logger. Interventie in 48 ore.

9.5 Mentenanta corectiva — proceduri de interventie

Mentenanta corectiva cuprinde interventiile de remediere a defectiunilor constatate, fie in urma alarmelor generate de sistemul de monitorizare, fie in urma inspectiilor periodice. Obiectivul este remedierea oricarei defectiuni in cel mai scurt timp posibil, pentru minimizarea pierderii de productie si prevenirea degradarii altor componente. Timpul maxim de interventie de la sesizare este de 48 ore pentru defectiunile necritice si de 4 ore pentru defectiunile critice (alarme de izolatie, arc electric, incendiu, punere la pamant pe MT).

9.5.1 Inlocuire panou fotovoltaic defect

In cazul unui panou identificat ca defect (hotspot sever, delaminare, sticla sparta, cutie jonctiune deteriorata, bypass dioda defecta), acesta se inlocuieste cu un panou de acelasi tip sau cu caracteristici electrice compatibile (V_{oc} , I_{sc} , P_{max} similare, in limita de $\pm 5\%$). Procedura de inlocuire: se opreste inverterul corespunzator conform procedurii LOTO (pct. 9.1.3), se deconecteaza conectorii MC4 ai panoului defect (cu folii opace pe panouri sau in conditii de luminozitate scazuta), se demonteaza clemele de fixare, se indeparteaza panoul defect, se monteaza panoul nou cu cleme noi la cuplu specificat, se reconecteaza conectorii MC4 cu verificarea polaritatii, se masoara V_{oc} pe stringul reconstituit (valoare conform calcul $\pm 5\%$), se reporneste inverterul si se verifica functionarea normala a MPPT-ului afectat. Panoul defect se depoziteaza separat si se preda producatorului in cadrul procedurii de garantie sau la un centru de reciclare autorizat.

9.5.2 Inlocuire conector MC4 deteriorat

Conectorii MC4 cu semne de supraincalzire (decolorare, topire partiala, rezistenta de contact crescuta $> 5 \text{ m}\Omega$) sau cu etanseitate compromisa se inlocuiesc. Se opreste inverterul conform procedurii LOTO, se decupleaza conectorul deteriorat cu scula de decuplare MC4 (nu se trage fortat — risc de arc electric!), se taie portiunea de cablu cu conectorul deteriorat, se indeparteaza 8-10 mm de izolatia cu scula dedicata, se monteaza conectorul MC4 nou prin sertizare cu scula producatorului (nu cu clesti universali), se verifica rezistenta la tractiune (min. 80 N), se cupleaza cu conectorul pereche si se confirma fixarea. Se remonta foile opace, se reporneste inverterul si se verifica functionarea normala a stringului.

9.5.3 Inlocuire inverter defect

In cazul defectarii unui inverter care nu poate fi remediat prin interventie pe amplasament (defect de placa electronica, componenta de putere arsa), inverterul se inlocuieste cu unul identic sau compatibil. Datorita greutatii (93 kg) si complexitatii, inlocuirea se efectueaza de echipa de minimum 3 persoane cu electrician autorizat ANRE. Procedura: se opreste inverterul si se izoleaza conform LOTO, se deconecteaza toate circuitele DC (stringuri), AC (cablu putere), PE (conductor impamantare) si comunicatii (RS485), se demonteaza inverterul de pe suport, se monteaza inverterul nou pe suport (verificare orizontalitate), se reconecteaza toate circuitele in ordine inversa (mai intai PE, apoi AC, apoi comunicatii, ultimul DC), se configureaza parametrii inverterului conform cerintelor ANRE/DEO (limite frecventa, tensiune, rampe, anti-insula), se efectueaza verificarile pre-energizare (izolatia, V_{oc} stringuri, ordine faze) si se reporneste inverterul. Se verifica sincronizarea cu reseaua si functionarea normala minim 2 ore.

9.5.4 Remediere defect izolatia pe circuitele DC

Defectele de izolatia pe circuitele DC sunt semnalate de functia de monitorizare a rezistentei de izolatia (IMD) integrata in inverter. Investigarea se face prin metoda injumatatirii:

se deconectează jumătate din stringurile invertorului afectat, se măsoară izolații pe fiecare jumătate cu megger 500V, se continuă înjumătățirea pe grupul afectat până la identificarea stringului cu izolație scăzută. Pe stringul identificat, se verifică: starea conectorilor MC4 (infiltrație apă), starea cutiilor de joncțiune ale panourilor (etanșeitate), starea cablului DC pe traseu (deteriorări mecanice, rozături). Defectul identificat se remediază prin înlocuirea componentei deteriorate și se efectuează măsurare de confirmare a izolației (megger 500V, valoare minimă 1 MΩ).

9.5.5 Intervenție la defect în PTAB 20 kV

Orice defect constatat în postul de transformare de medie tensiune (întrerupere alimentară, alarma DGPT2, miros de ars, scurgere ulei) necesită intervenția imediată a personalului autorizat ANRE minim **grupa IIIB/IIIB** și notificarea operatorului de distribuție DEO. Este **strict interzisă** orice intervenție în compartimentul de medie tensiune de către personal neautorizat sau fără respectarea normelor de securitate specifice instalațiilor de 20 kV (consemnare, verificare absență tensiune cu detector MT, legare la pământ și în scurtcircuit). În cazul alarmei DGPT2 (gaz + presiune + temperatură), separatorul de putere trebuie deschis imediat și se va solicita inspectia transformatorului de către service-ul producătorului înainte de repunerea sub tensiune.

9.6 Stocul de piese de rezerva recomandat

Pentru asigurarea capacității de intervenție rapidă și minimizarea timpului de indisponibilitate, se recomandă menținerea pe amplasament sau la depozitul beneficiarului a unui stoc minim de piese de rezerva și consumabile. Acest stoc acoperă atât piesele cu rată de uzură previzibilă, cât și componentele critice a căror lipsă poate prelungi semnificativ durata de intervenție datorită termenelor de livrare.

Piesa / Material de rezerva	Cantitate minima	Observatii
Module fotovoltaice de rezerva (identice cu cele instalate)	5 buc	Pentru inlocuire panouri cu hotspot, sticla sparta sau delaminare
Conectori MC4 (perechi +/-) cu scula de sertizare	20 per.	Cele mai frecvent inlocuite; se pastreaza impreuna cu scula dedicata
Coliere plastic UV rezistente (200 mm)	500 buc	Pentru refixare cabluri DC pe structuri la inspectiile periodice
Descarcatoare SPD tip 1+2 AC (cartuse inlocuibile)	2 buc	Inlocuire imediata cand indicatorul arata defect
Descarcatoare SPD tip 2 DC (daca externe invertoarelor)	2 buc	Idem
Corpuri iluminat LED 80W exterior (identice)	2 buc	Pentru inlocuire corpuri arse sau deteriorate
Intreruptoare automate MCB (fiecare calibru din TESI)	1 buc/calibru	C6A, C10A, C40A — pentru inlocuire rapida in caz de defect
Sigurante fuzibile (daca exista in schema)	10 buc/calibru	Diverse calibre conform schema electrica
Cablu solar H1Z2Z2-K 1x6 mm ² rosu si negru	50 m/culoare	Pentru inlocuire portiuni de cablu DC deteriorat
Cablu UTP Cat6 FTP exterior	50 m	Pentru reparare segmente CCTV deteriorate
Mufele RJ45 Cat6 FTP cu capace	20 buc	Consumabil pentru reterminare cabluri CCTV
Cleme bronz IP68 impamantare	10 buc	Pentru conexiuni noi sau refacere conexiuni
Tije impamantare CuZn D14 L=1500 mm	3 buc	Pentru imbunatatire priza pamant daca Rp depaseste limita
Garnituri cauciuc IP66 pentru invertore	1 set/invertor	Pentru inlocuire la revizia de 5 ani
Baterie telecomanda poarta	2 buc	Inlocuire la fiecare 6-12 luni

Stingatoare pulbere ABC 6 kg	1 buc	Rezerva pentru inlocuire stingator descarcat dupa utilizare/expirare
------------------------------	-------	--

Stocul de piese de rezerva se va verifica trimestrial si se va reface dupa fiecare utilizare. Panourile fotovoltaice de rezerva se depoziteaza in ambalajul original, in container, la temperatura controlata. Materialele electroizolante si conectorii MC4 se depoziteaza in loc uscat, ferit de umiditate si de contactul direct cu radiatiile solare.

9.7 Raportul anual de performanta

La sfarsitul fiecarui an calendaristic de functionare, operatorul sau firma de mentenanta va intocmi un **Raport Anual de Performanta** care va fi predat beneficiarului si arhivat in Registrul de Mentenanta. Raportul va contine urmatoarele capitole:

a) Productia de energie: energia totala produsa (kWh) pe luna si pe an, comparativ cu productia estimata la proiectare (aproximativ 643 MWh/an), productia pe fiecare inverter, iradierea solara masurata versus iradierea de referinta (baza de date PVGIS sau Meteonorm).

b) Indicatorii de performanta: Raportul de Performanta (PR) lunar si anual, disponibilitatea tehnica lunara si anuala, rata de degradare anuala (comparativ cu anul precedent), Yield specific (kWh/kWp), numarul de ore de functionare per inverter.

c) Registrul interventiilor: lista tuturor interventiilor de mentenanta efectuate pe parcursul anului (preventive, predictive si corective), cu datele, duratele, costurile si piesele utilizate.

d) Registrul alarmelor: lista tuturor alarmelor generate de inverteare si de sistemul de monitorizare, cu clasificare pe tipuri, frecventa si timp de rezolvare.

e) Constatari si recomandari: starea generala a instalatiei, componentele care necesita atentie speciala in anul urmator, echipamentele care se apropie de sfarsitul duratei de viata, bugetul estimat de mentenanta pentru anul urmator.

f) Analiza financiara: veniturile din energia produsa (autoconsum + surplus injectat in retea), costurile de mentenanta, costul specific pe kWh produs, randamentul investitiei (ROI) la zi.

Raportul anual constituie instrumentul principal de management al investitiei pe termen lung si permite beneficiarului sa evalueze performanta reala a centralei fotovoltaice, sa planifice bugetul de mentenanta si inlocuire echipamente, si sa faca previziuni de productie pentru anii urmatori. Se recomanda pastrarea rapoartelor anuale pe intreaga durata de viata a instalatiei (minimum 25 de ani).

9.8 Calendar sintetic de mentenanță — primul an de operare

Tabelul următor prezintă o sinteză a tuturor operațiunilor de mentenanță planificate pentru primul an de funcționare al centralei fotovoltaice, distribuite pe lunile calendaristice. Planificarea ține cont de specificul climatic al zonei Corabia (iarna blândă dar cu posibile înghețuri decembrie-februarie, veri uscate și calde cu iradiere maximă iunie-august) și de cerințele de mentenanță ale echipamentelor.

Operațiunea	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Monitorizare zilnică producție + alarme	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Inspectie lunară amplasament	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Curățare panouri FV			✓			✓			✓			✓
Inspectie structuri + cleme (sondaj 10%)			✓			✓			✓			✓
Verificare conectori MC4 + switch-uri DC			✓			✓			✓			✓
Curățare invertoare + verificare garnituri			✓			✓			✓			✓
Cosire vegetație perimetru				✓		✓		✓		✓		
Inspectie termografică panouri FV					✓				✓			
Măsurare Voc + Isc per string (50 str.)					✓					✓		
Strângere borne tablouri + termografie					✓					✓		
Verificare cabluri DC + AC (izolație, capete)					✓					✓		
Test funcționare RCD + verificare SPD					✓					✓		
Verificare transformator PTAB (ulei, DGPT2)					✓					✓		
Actualizare firmware invertoare				✓						✓		
Verificare + curățare senzori monitoring					✓					✓		
Măsurare izolație DC (megger, 50 str.)									✓			
Măsurare izolație AC (megger, toate circ.)									✓			
Măsurare Rp priză pamant (teluometru)							✓	✓				

Verificare continuitate PE									✓			
Recalibrare senzor iradiatie									✓			
Intocmire Raport Anual Performanta												✓

Calendarul se adapteaza anual in functie de constatarile din Raportul Anual de Performanta si de recomandările firmei de mentenanta. In anii urmatori, dupa acumularea experientei de operare, frecventele pot fi ajustate (marite sau reduse) in functie de starea reala a echipamentelor si de specificul climatic local constatat.

10. PROGRAMUL DE PROBE PENTRU PERIOADA DE PUNERE SUB TENSIUNE SI CERTIFICAREA CONFORMITATII TEHNICE

10.1 Generalitati si cadru normativ

Prezentul program de probe stabileste etapele, criteriile si modalitatile de desfasurare a procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe si de certificare a conformitatii tehnice a centralei electrice fotovoltaice (CEF) de **400 kW** din Orasul Corabia, judetul Olt, cu cerintele normelor tehnice de racordare la retelele electrice de interes public. Documentul este intocmit in conformitate cu **Procedura Distributie Energie Oltenia S.A. privind punerea sub tensiune in perioada de probe si certificarea conformitatii cu conditiile tehnice de racordare**, Revizia 3, valabila de la data de 14.08.2018, si cu prevederile Normei Tehnice NT 30 aprobate prin Ordinul presedintelui ANRE nr. 30/2013.

Centrala fotovoltaica Corabia, avand puterea instalata **Pi = 400 kW < 1 MW**, se incadreaza in categoria **CEFND (Centrala Electrica Fotovoltaica Nedispecerizabila)** conform definitiilor din Procedura DEO si din Norma Tehnica NT 30. Conformitatea cu conditiile tehnice de racordare se dovedeste prin emiterea certificatului de conformitate (CDC) de catre Distributie Energie Oltenia S.A., in urma parcurgerii cu succes a probelor preliminare si finale descrise in prezentul program.

10.1.1 Documente de referinta

Programul de probe se fundamenteaza pe urmatoarele acte normative si reglementari tehnice:

- Legea energiei electrice si a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificarile si completarile ulterioare;
- Codul Tehnic al Retelei Electrice de Distributie, revizia I, aprobat prin Ordinul presedintelui ANRE nr. 128/2008;
- Norma tehnica NT 30 — "Conditii tehnice de racordare la retelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice", aprobata prin Ordinul presedintelui ANRE nr. 30/2013;

- d) Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public în vigoare, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2014, cu completările și modificările ulterioare;
- e) Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2015;
- f) Politicile tehnice aprobate de conducerea Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- g) Procedura operațională DEO privind punerea sub tensiune în perioada de probe și certificarea conformității, Revizia 3 / 14.08.2018;
- h) Avizul Tehnic de Racordare (ATR) emis de DEO pentru CEF 400 kW Corabia;
- i) SR EN 50160 — Caracteristicile tensiunii furnizate de rețelele publice de distribuție a energiei electrice;
- j) SR EN 61000 (seria) — Compatibilitate electromagnetă (EMC).

10.1.2 Definiții și abrevieri specifice

Abreviere	Definiție
CEFND	Centrala Electrică Fotovoltaică Nedispecerizabilă, cu puterea instalată mai mică sau egală cu 1 MW
CEF	Centrala Electrică Fotovoltaică (sinonim: centrala fotoelectrică)
CDC	Certificat de Conformitate Tehnică, emis de operatorul de rețea (DEO)
DEO	Distribuție Energie Oltenia S.A. — operatorul de distribuție concesionar
DEN	Directia Economică Națională
DCO	Directia Comandă Operațională a DEO
PCC	Punct Comun de Cuplare — punctul din rețeaua electrică unde CEF se racordează
PIF	Punere în Funcțiune — momentul conectării definitive la rețea
ATR	Aviz Tehnic de Racordare
NT 30	Norma Tehnică ANRE nr. 30/2013 pentru centralele electrice fotovoltaice
Pi	Putere instalată a centralei electrice (400 kW)
THD	Total Harmonic Distortion — factor total de distorsiune armonică
LVRT	Low Voltage Ride Through — trecere peste defect cu nivel minim de tensiune
ZVRT	Zero Voltage Ride Through — trecere peste defect cu nivel zero de tensiune
STC	Condiții Standard de Test — iradianță 1000 W/m ² , temperatura celulei 25°C, măsă atmosferică AM=1,5
PSL	Power Standard Lab — laborator de testare acreditat

10.2 Procesul de acordare a acceptului de punere sub tensiune

Conform Procedurii DEO, punerea sub tensiune a CEF pentru perioada de probe se realizează **numai după primirea acceptului de punere sub tensiune** eliberat de Distribuție Energie Oltenia. Procesul de acordare a acceptului parcurge următoarele etape:

10.2.1 Etapa 1 — Depunerea documentației tehnice

Solicitantul (beneficiarul UAT Orasul Corabia sau reprezentantul sau autorizat) transmite la Distribuție Energie Oltenia documentația tehnică prevăzută în **Anexa nr. 2 la Procedura DEO** (date tehnice necesare pentru centralele electrice fotovoltaice), cu cel puțin **3 luni înainte** de data previzionată pentru punerea în funcțiune. Se consideră ca moment de referință data la care s-a transmis documentația completă.

Documentația tehnică necesară a fi transmisă pentru CEF cu puteri mai mici sau egale cu 1 MW inclusiv cuprinde:

Nr.	Document necesar
1	Copia ATR și copia contractului de racordare
2	Proiectul tehnic al CEFND din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând DEO, modul de conectare al invertoarelor și al instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform Anexei nr. 2.1 la Procedura DEO)
3	Modelul matematic simplificat al invertoarelor, furnizat de producătorul acestora
4	Calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor de la art. 13 din NT 30 (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitive) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă, precum și diagrama P-Q a invertoarelor
5	Datele tehnice CEFND, necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform Anexei nr. 2.1 la Procedura DEO)
6	La cererea DEO (pentru cazuri specificate): datele tehnice ale echipamentelor primare ale CEFND — invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrice și schemele de reglare, protecțiile corespunzătoare (conform Anexelor nr. 2.2)
7	Pentru fiecare tip de inverter ce se va monta: copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor măsurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste: verificarea curbei de capacitate P–Q, trecerea peste defect, funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz la viteze de variație ale frecvenței de până la 1 Hz/sec, la variațiile de tensiune $(0,9 \div 1,1) \times U_n$, perturbatiile din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker). Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor probe (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q).

10.2.2 Etapa 2 — Analiza documentației de către DEO

În termen de **20 de zile calendaristice** de la primirea documentației, Distribuție Energie Oltenia analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mici de 1

MW inclusiv, solicitand completarea acesteia daca este cazul, si poate solicita informatii la DEN privind conformitatea documentatiei tehnice a invertoarelor.

In cazul in care documentatia este incompleta sau nu respecta cerintele NT 30, DEO transmite solicitantului in scris, in termen de 5 zile lucratoare, lista de neconformitati si stabileste termene de eliminare a acestora, precum si amanarea termenului de punere in functiune a CEF pana la eliminarea acestora.

10.2.3 Etapa 3 — Depunerea documentelor premergatoare punerii sub tensiune

Cu cel putin **10 zile lucratoare** inainte de data solicitarii punerii sub tensiune, solicitantul depune la Distributie Energie Oltenia urmatoarele documente:

- a) Solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe conform modelului din Anexa nr. 3 la Procedura DEO;
- b) Dosarul instalatiei de utilizare (DIU) ce atesta realizarea lucrarilor/conditiilor stabilite in ATR, continand toate documentele si buletinele/masuratorile necesare PIF;
- c) Programul de punere in functiune a centralei electrice: invertoare, in succesiune in timp, pana la puterea aprobata prin ATR corespunzatoare etapei specificate in ATR;
- d) Documente care atesta integrarea analizorului de calitate a energiei electrice montat in sistemul de monitorizare a calitatii energiei electrice apartinand Distributie Energie Oltenia.

10.2.4 Etapa 4 — Emiterea acceptului de punere sub tensiune

Acceptul pentru punerea sub tensiune se emite numai daca sunt indeplinite in totalitate urmatoarele cerinte:

- a) Sunt instalate protectiile solicitate prin ATR si reglajele sunt setate la valorile dispuse de catre DEO (art. 13 din NT 51 si art. 30 din NT 30), confirmate prin buletine de probe;
- b) Este dovedita conformitatea elementelor de generare (invertoare) ce urmeaza a fi puse in functiune cu cerintele normelor tehnice in vigoare, prin certificate de conformitate de tip emise de laboratoare europene recunoscute pe plan international;
- c) Sunt indeplinite si sunt transmise la DEO datele solicitate la pct. 10.2.1;
- d) Perioada de punere in functiune a centralei electrice, conform programului transmis, inclusiv perioada de efectuare a probelor preliminare, se incadreaza in perioada de valabilitate a Autorizatiei de Infiintare acordate de ANRE.

In termen de **5 zile lucratoare** de la primirea documentatiei tehnice complete si a documentelor specificate mai sus, Distributie Energie Oltenia transmite solicitantului acceptul de punere sub tensiune a CEF pentru perioada de probe. Distributie Energie Oltenia emite **"Ordinul de Investire cu Atributele Autoritatii de Conducere prin Dispecer"** pentru instalatiile aferente, care va fi transmis la Producator.

10.3 Functionarea pe perioada de probe

Functionarea pe perioada de probe reprezintă perioada în care se realizează punerea în funcțiune a echipamentelor de generare (invertoare) și reglarea echipamentelor componente în scopul de a le aduce la performanțele tehnice solicitate în cerințele de racordare. Perioada de probe se încheie la momentul obținerii certificatului de conformitate tehnică și a certificatului de racordare.

Pe perioada funcționării în regim de probe, centrala electrică răspunde ordinelor de dispecer prin: **a)** deconectare/conectare, **b)** modificarea puterii active produse la valoarea dispusă de către dispecer, **c)** modificarea puterii reactive injectate/absorbite din rețea la valoarea dispusă de către dispecer. Solicitantul este obligat să respecte *"Regulamentul pentru Conducerea prin Dispecer a Sistemului Electroenergetic Național"* și *"Regulamentul general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune"*, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

IMPORTANT: Pe perioada de funcționare în probe, CEF debitează în rețeaua electrică pe o perioadă limitată de timp, conform reglementărilor în vigoare. Centrala trebuie să fie capabilă să răspundă comenzilor dispecerului DCO al DEO în orice moment.

10.4 Probele preliminare — verificarea conformitatii tehnice (fara participarea DEO)

Probele preliminare reprezinta un set de probe pentru verificarea conformitatii tehnice cu cerintele de racordare ale centralei electrice, efectuate de catre **o terta parte — operator economic care detine atestat de tip A3, fara participarea reprezentantului Distributie Energie Oltenia**. Probele preliminare se efectueaza conform prevederilor cuprinse in Anexele nr. 5 si 6 la Procedura DEO.

Probele preliminare se efectueaza dupa ce a fost pusa in functiune cel puțin **90% din puterea instalata prevazuta in ATR** pentru fiecare dintre etapele de punere in functiune, daca este cazul. Pentru CEF Corabia cu $P_i = 400 \text{ kW}$ (etapa unica), aceasta inseamna functionarea la minimum **360 kW putere activa disponibila** in momentul efectuării probelor.

10.4.1 Lista probelor preliminare — Conform Anexei nr. 5 la Procedura DEO

Verificarea performantelor tehnice ale CEF din punct de vedere al respectarii cerintelor Normei Tehnice NT 30 de conectare la rețelele electrice de interes public cuprinde urmatoarele probe preliminare:

Nr. proba	CEF verificat	Denumirea / descrierea probei	Conditii de functionare	Simulari	Marimi masurate	Durata probei
1	DA	Asigurarea factorului de putere 0,95 inductiv/ capacitiv in PCC la $P = P_i$	2 paliere: (20% ÷ 100%) P_i $P_1 = P_d$ $P_2 = 5\% P_i$	Setare $\cos\phi$ la valorile 0,95; 0,7 inductiv/ capacitiv si "1"	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei	5 min/proba cu verificarea 0,95; 0,7 inductiv/ capacitiv si "1"
	DA	Asigurarea schimbului de reactiv zero cu sistemul in cazul P produse nul		Se vor opri toate GGE sau proba se efectueaza in cadrul probelor 2 sau 3 la $v < v_{cut on}$	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei	5 minute
2	DA	Inregistrari in functionare normala	Fara	—	P, Q, U in PCC	Minimum 2 ore
3	DA	Verificarea functionarii la deconectarea/conectarea CEFND	Prin deconectarea IO PCC la un palier $P = (20\% \div 100\%) P_i$	Fara	P, Q, U, F in PCC si timpul de deconectare/ reconectare a centralei la disparitia/aparitia	15 minute

					tensiunii în sistem	
4	DA	Verificarea calitatii energiei electrice în punctul de racord al CEF	Fara	Fara	Conform Standardului EN 50160	Minim 2 saptamani (înregistrare continua)

10.4.2 Detalii privind executia probelor preliminare

Proba nr. 1 — Factor de putere și schimb de reactiv: Se verifica capacitatea invertoarelor de a asigura factorul de putere de 0,95 inductiv/capacitiv în punctul comun de cuplare (PCC), pe întreaga plajă de putere activă de la 20% până la 100% din puterea instalată (80 kW ÷ 400 kW). Se măsoară puterile active și reactive, tensiunile și frecvența atât în PCC cât și la nivelul centralei. Proba include și verificarea asigurării schimbului de reactiv zero cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă (invertoare oprite sau iradiere sub pragul de pornire). Fiecare probă durează 5 minute la fiecare palier de verificare.

Proba nr. 2 — Înregistrări în funcționare normală: Se înregistrează parametrii de funcționare ai centralei (P, Q, U) în PCC pe o durată de minimum 2 ore în condiții de funcționare normală, fără simulări sau intervenții. Scopul este verificarea comportării stabile a centralei în condiții reale de exploatare, inclusiv la variațiile naturale ale iradierii solare.

Proba nr. 3 — Deconectare/conectare CEFND: Se verifica comportarea centralei la deconectarea și reconectarea de la rețeaua electrică, prin acționarea întrerupătorului din PCC la un palier de putere cuprins între 20% și 100% din P_i . Se măsoară timpii de deconectare a centralei la dispariția tensiunii în sistem și de reconectare la reapariția tensiunii, precum și tranzitoriile de putere activă, reactivă, tensiune și frecvență. Durata probei: 15 minute.

Proba nr. 4 — Calitatea energiei electrice: Se efectuează înregistrări continue ale parametrilor de calitate ai energiei electrice în punctul de racord al CEF, pe o durată de minimum 2 săptămâni, utilizând analizorul de calitate integrat în sistemul de monitorizare DEO. Parametrii monitorizați conform SR EN 50160: tensiune, frecvență, THD (distorsiune armonică totală și individuală), dezechilibru de tensiune, fluctuații de tensiune (flicker), întreruperi.

10.4.3 Transmiterea rezultatelor probelor preliminare

Documentația completă conținând rezultatele probelor preliminare se transmite la DEN — Distribuție Energie Oltenia, pentru centralele CEF cu puteri mai mici de 1 MW. În termen de **15 zile calendaristice**, Distribuție Energie Oltenia analizează documentația cu rezultatele probelor și solicită completări dacă este cazul. DEO transmite în scris solicitantului eventualele neconformități și stabilește termene de eliminare a acestora. După eliminarea neconformităților, solicitantul cere aprobarea de efectuare a probelor finale de verificare a conformității centralei electrice.

10.5 Probele finale — verificarea conformității tehnice (cu participarea DEO)

Probele finale reprezintă setul de probe pentru verificarea conformității tehnice cu cerințele de racordare ale centralei electrice, efectuate de către operatorul economic care deține atestat de tip A3, **cu participarea reprezentantului Distribuție Energie Oltenia**. Solicitantul transmite invitația de participare la probele finale la DEO, iar DEO are obligația de a răspunde în termen de **3 zile lucrătoare** de la primirea invitației.

Probele finale se efectueaza pentru o putere disponibila de minimum **60% din puterea instalata aprobata prin ATR** la etapa de punere in functiune corespunzatoare. Pentru CEF Corabia cu $P_i = 400 \text{ kW}$, aceasta inseamna functionare la minimum **240 kW putere activa** in momentul efectuării probelor finale.

10.5.1 Lista probelor finale — Conform Anexei nr. 6 la Procedura DEO

Verificarea performantelor tehnice ale CEF din punct de vedere al respectării cerințelor Normei Tehnice NT 30 de conectare la rețelele electrice de interes public cuprinde următoarele probe finale:

Nr. proba	CEF verificat	Denumirea / descrierea probei	Conditii de functionare	Simulari	Marimi masurate	Durata probei
1	DA	Asigurarea factorului de putere 0,90 inductiv/capacitiv in PCC la $P = P_i$	$P = P_i$	Fara	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei	5 min/proba cu verificarea 0,90 inductiv/capacitiv
	DA	Asigurarea schimbului de reactiv zero cu sistemul in cazul P produse nul	$P = 0$	Fara	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei	5 minute
2	DA	Inregistrari in functionare normala	Fara	Fara	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei	Minim 24 ore
3	DA	Verificarea functionarii la deconectarea/conectarea CEFND	Prin deconectarea intreruptorului CEF in PCC la un palier $P = (50\% \div 100\%) P_i$	Fara	P, Q, U, f atat la nivelul statiei (PCC) cat si la nivelul centralei si timpul de deconectare/reconectare a centralei la disparitia/aparitia tensiunii in sistem	15 minute
4	DA	Verificarea calitatii energiei electrice in punctul de racord al CEFND	Fara	Fara	Conform Standardului EN 50160	Minim 2 saptamani (inregistrare continua)

10.5.2 Detalii privind executia probelor finale

Probele finale se deosebesc de probele preliminare prin următoarele: factorul de putere verificat este **0,90 inductiv/capacitiv** (fata de 0,95 la probele preliminare), înregistrările în funcționare normală au durată de minimum **24 ore** (fata de 2 ore la preliminară), palierul de deconectare/reconectare este de **50% ÷ 100% Pi** (fata de 20% ÷ 100% Pi), și la probele finale participă obligatoriu **reprezentantul Distribuție Energie Oltenia**.

După efectuarea probelor finale de punere în funcțiune a centralei electrice, solicitantul, executantul probelor, Distribuție Energie Oltenia întocmesc o minută cu referire la neconformitățile semnalate în timpul probelor finale, completările reglajelor existente la nivelul centralei electrice și valorile parametrilor setabili din buclele de reglaj, precum și modul de funcționare a centralei electrice la sfârșitul perioadei de probe.

10.5.3 Transmiterea rezultatelor probelor finale

Solicitantul transmite documentația completă conținând rezultatele probelor finale la SC Distribuție Energie Oltenia. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea dosarului cu rezultatele testelor, DEO decide: dacă funcționarea CEF/CEFND este conformă cu cerințele NT 30, se procedează la emiterea certificatului de conformitate; dacă nu, DEO transmite lista de neconformități solicitantului și stabilește termene de eliminare.

10.6 Acordarea certificatului de conformitate tehnică (CDC)

Pentru CEFND, solicitantul transmite la Distribuție Energie Oltenia o cerere prin care solicită emiterea certificatului de conformitate, conform modelului din Anexa nr. 4 la Procedura DEO, însoțită de următoarele documente:

1. Înregistrări ale calității energiei conform standardului SR EN 50160 (prin măsurători temporare/permanente), care atestă încadrarea în limitele standardului de calitate;
2. Respectarea setărilor de protecții dispuse de Distribuție Energie Oltenia (art. 13 din NT 51 și art. 30 din NT 30), confirmată prin buletinele de verificare, reglajele finale dispuse la DCO;
3. Verificarea conformității tehnice a invertoarelor, pe baza certificatelor de verificare transmise (Anexa nr. 1 și Anexa nr. 2.2);
4. Enumerarea măsurilor luate și respectarea lor pentru evitarea funcționării în insulă și prezentarea unui document din care să reieșească timpul de deconectare a centralei (CEFND) la dispariția tensiunii din sistem, respectiv timpul de reconectare al centralei (CEFND) la apariția tensiunii în sistem;
5. Rezultatele probelor de verificare realizate conform prezentei proceduri și, dacă este cazul, rezultatele probelor suplimentare solicitate de Distribuție Energie Oltenia.

10.6.1 Condiții de emitere a CDC

Distribuție Energie Oltenia emite CDC pentru CEFND racordată în RED dacă sunt realizate următoarele:

- a) Rezultatele probelor finale dovedesc conformitatea cu cerințele tehnice;
- b) Calitatea energiei electrice monitorizată cel puțin 2 săptămâni, pe parcursul probelor, se încadrează în limitele standardului de calitate SR EN 50160;
- c) După caz, există mijloace de compensare a puterii reactive active, există plan de acțiuni pentru compensarea puterii reactive;

d) Analizorul de calitate a energiei electrice produse de CEFND racordate în RED este integrat în sistemul Distribuție Energie Oltenia de monitorizare a calitatii energiei electrice;

e) Conformitatea invertoarelor componente este dovedită prin certificate de conformitate de tip emise de laboratoare europene recunoscute internațional, iar verificarea efectuată de DEO conform art. 19 din NT 51 și art. 30 din NT 30 confirmă implementarea locală a parametrilor de funcționare a invertoarelor, respectiv frecvența, tensiune și LVRT.

În situația respectării tuturor cerințelor, se acordă **certificare de conformitate tehnică în condiții definitive**. Certificatul de conformitate reprezintă un document necesar pentru obținerea licenței pentru exploatare comercială a CEFND și se anexează la cererea pentru acordarea acesteia. Certificatul de conformitate pentru CEFND se emite de către Distribuție Energie Oltenia.

10.6.2 Situații excepționale — CDC temporar

În situații excepționale, pentru CEFND, se poate acorda CDC în condiții temporare, dar nu mai mult de 6 luni, numai în situația existenței unei singure neconformități, pe baza unui plan de conformare acordat cu solicitantul. CDC în condiții temporare are anexat planul de conformare prevăzut, care conține măsuri și termene precise pentru eliminarea neconformității constatate. Dacă solicitantul nu aduce la îndeplinire măsurile din planul de conformare, Distribuție Energie Oltenia are dreptul de a deconecta centrala electrică până la punerea în aplicare a măsurilor respective.

10.7 Programul de punere în funcțiune — specific CEF 400 kW Corabia

Aplicând procedura generală descrisă în capitolele anterioare la situația concretă a centralei fotovoltaice de 400 kW Corabia, programul de punere în funcțiune se desfășoară în următoarele etape succesive:

Etapa	Acțiune	Responsabil	Termen / Durata	Observații
E1	Depunerea documentației tehnice CEFND (Anexa 2) la DEO	Solicitant	Cu 3 luni înainte de PIF	<i>Documentație completă conform pct. 10.2.1</i>
E2	Analiza documentației de către DEO și comunicarea rezultatului	DEO	20 zile calendaristice de la E1	<i>Dacă sunt neconformități, se solicită completări</i>
E3	Eliminarea eventualelor neconformități și retransmiterea documentelor	Solicitant	În termenele stabilite de DEO	<i>Dacă este cazul</i>
E4	Finalizarea lucrărilor de execuție și a verificărilor pre-energizare (cap. 6.11)	Executant + Beneficiar	Înainte de E5	<i>Conform Cap. 6 Caiet Sarcini</i>
E5	Depunerea cererii de PsT + DIU + program PIF la DEO (pct. 10.2.3)	Solicitant	Cu min. 10 zile lucr. înainte de E6	<i>Conform Anexa 3 Procedura DEO</i>

E6	Emiterea acceptului de punere sub tensiune de către DEO	DEO	5 zile lucr. de la E5	<i>Emitere Ordin Investire Autoritate Conducere Dispecer</i>
E7	Punere sub tensiune și început perioada de probe	Solicitant + DEO	La data din accept	<i>Se energizează secvențial: DC apoi AC, învertoare I1→I4</i>
E8	Efectuare probe preliminare (fără DEO) — Anexa 5	Operator A3 atestat	După atingere min. 90% Pi (360 kW)	<i>Factor putere 0,95; reactiv zero; înregistrări; calitate energie</i>
E9	Transmiterea rezultatelor probelor preliminare la DEO	Solicitant	Imediat după finalizare E8	<i>Documentație completă cu buletine și înregistrări</i>
E10	Analiza rezultatelor de către DEO și comunicarea deciziei	DEO	15 zile calendaristice de la E9	<i>Solicitare completări dacă e cazul</i>
E11	Transmiterea invitației de participare la probele finale	Solicitant	După accept DEO la E10	<i>DEO răspunde în 3 zile lucrătoare</i>
E12	Efectuare probe finale (cu DEO) — Anexa 6	Operator A3 + DEO	După atingere min. 60% Pi (240 kW)	<i>Factor putere 0,90; înregistrări 24h; deconectare; calitate 2 săptăm.</i>
E13	Intocmire minută probe finale (neconformități, reglaje, funcționare)	Solicitant + Executant + DEO	La finalizare E12	<i>Semnata de toate părțile</i>
E14	Transmiterea rezultatelor probelor finale la DEO	Solicitant	Imediat după E13	<i>Documentație completă</i>
E15	Decizia DEO privind conformitatea	DEO	5 zile lucr. de la E14	<i>Conform / lista neconformități</i>
E16	Depunerea cererii de emitere CDC (Anexa 4) + documente	Solicitant	După decizie favorabilă E15	<i>Însotită de documentele pct. 10.6</i>
E17	Emiterea Certificatului de Conformitate Tehnică (CDC) de către DEO	DEO	Conf. procedura	<i>CDC definitiv sau temporar (max. 6 luni)</i>

10.8 Rapoarte si inregistrari — Pastrarea documentatiei

Conform Capitolului 7 din Procedura DEO, intreaga documentatie aferenta procesului de certificare a conformitatii tehnice se pastreaza dupa cum urmeaza:

7.1 Cererea de solicitare a certificarii conformitatii, impreuna cu documentatia tehnica anexata, se pastreaza de catre Distributie Energie Oltenia.

7.2 Toata documentatia tehnica, inregistrările probelor preliminare si finale si alte documente solicitate, se pastreaza la Distributie Energie Oltenia.

7.3 Exemplarul original al certificatului de conformitate, a carui macheta se gaseste in Anexa nr. 7 la Procedura DEO, se inmaneaza solicitantului. O copie a certificatului de conformitate se transmite la ANRE. Emitentul pastreaza o copie a acestui certificat.

7.4 Distributie Energie Oltenia asigura transparenta datelor privind CEFND aflate in probe (pe website-ul <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>) si situatia certificatelor de conformitate emise.

Solicitantul (UAT Orasul Corabia) va pastra in propriul dosar de exploatare copii ale intregii documentatii transmise la DEO, inclusiv: rapoartele probelor preliminare si finale, buletinele de masuratori, certificatele de conformitate ale invertoarelor, minutele intocmite la probele finale, acceptul de punere sub tensiune, Ordinul de Investire si certificatul de conformitate CDC emis de DEO.

10.9 Dispozitii finale

Operatorul economic care efectueaza probele de conformitate solicita atestare la ANRE in conformitate cu prevederile regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiecteaza, executa si verifica instalatii electrice, aprobat prin ordin al presedintelui ANRE. Acesta trebuie sa detina **atestat de tip A3** (proiectare, executie si verificare instalatii electrice) pentru a putea efectua atat probele preliminare cat si probele finale.

Prezentul program de probe se coreleaza cu programul de verificari din Capitolul 6 — Caietul de Sarcini (subcapitolul 6.11 — Probe si punere in functiune) si cu Programul de control al calitatii lucrarilor (Capitolul 8). Probele din prezentul program (10.4 si 10.5) se desfasoara dupa finalizarea cu succes a tuturor verificarilor pre-energizare descrise in Caietul de Sarcini si dupa obtinerea acceptului de punere sub tensiune de la DEO.

Sinteza procesului de acordare a conformitatii tehnice pentru CEF cu $P_i \leq 1$ MW este prezentata schematic in **Anexa nr. 9 la Procedura DEO** (schema logica a procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe si certificare pentru CEF/CEFND cu $P_i \leq 1$ MW).

ANEXE**ANEXA A — LISTA DE CAPACITATI PROIECTATE**Centrala electrica fotovoltaica **400 kW** — Oras Corabia, judetul Olt, parcela CF 55177 — Proiect nr. 9/2026

Nr.	Denumire echipament / material principal	UM	Cant.	Caracteristici tehnice principale	Durata min. viata (ani)	Valoare est. (lei fara TVA)
I. ECHIPAMENTE PRINCIPALE DE GENERARE						
1	Module fotovoltaice monocristaline 590 Wp	buc	792	Pmax=590W, Voc=51.15V, Isc=13.98A, η =21.1%, dim. 2465x1134x35mm, 31.1kg	25-30	1,045,000
2	Invertoare trifazate 100 kW	buc	4	Pac=100kW, η max=98.65%, 10 MPPT, Vdc 200-1100V, IP66, 93 kg	15-20	220,000
3	SmartLogger 3000A + SmartMeter DTSU666-H	set	1	Centralizare date, comunicatie RS485/Ethernet, masurare bidirectionala energie	10-15	12,000
II. STRUCTURI METALICE SI MONTAJ						
4	Structuri metalice zincate 2Px16 (32 pan.)	set	24	Profil OLZn, inclinare 33°, zinc $\geq 70\mu\text{m}$, h min sol 700mm, 4 stalpi/struct.	25-30	385,000
5	Structura metalica zincata 2Px12 (24 pan.)	set	1	Idem, 24 panouri portrait	25-30	14,000
6	Fundatii beton C16/20 stalpi structuri	mc	9.6	400x400x600mm, armate PC52 $\Phi 12\text{mm}$	50+	28,000
III. INSTALATIA ELECTRICA DC						
7	Cablu solar PV1-F 1x6mm ² (rosu+negru)	ml	7,655	1800V DC, rezistent UV, EN 50618, Rmax 3.39 Ω/km la 20°C	25-30	54,000
8	Conectori MC4 IP68 1000V/30A	per.	100	Rezistenta contact <1m Ω , IP68	20-25	5,500
IV. INSTALATIA ELECTRICA AC						
9	Cablu A2XS(FL)2Y 3x(1x150/25)mm ²	ml	200	20/35kV, Al, ecran Cu 25mm ² , izolatie XLPE, manta PE	30-40	95,000
10	Cablu CYAbY-F 3x2.5+2.5mm ² (iluminat)	ml	420	0.6/1kV, Cu, izolatie PVC	25-30	8,500

11	Cablu CYAbY-F 3x1.5mm ² (monitoring)	ml	100	0.6/1kV, Cu, izolatie PVC	25-30	1,200
V. TABLOURI ELECTRICE SI APARATAJ						
12	Tablou electric TCEF (TGBT) IP54	buc	1	1200x800x300mm, MCCB 630A principal, 4x MCCB 160A invertoare, RCD 63A/300mA	20-25	32,000
13	Tablou secundar TESI IP54	buc	1	600x400x200mm, MCB C16A iluminat, MCB C10A prize, MCB C10A monitoring	20-25	8,500
14	Contor energie bidirectional MID clasa 1	buc	1	Trifazat, certificat MID, comunicatie Modbus	15-20	3,200
VI. POST TRANSFORMARE PTAB 630 kVA						
15	Transformator in ulei 630 kVA 20/0.4kV	buc	1	Dyn11, Uk=6%, pierderi gol/cupru conform IEC 60076, ONAN	25-30	145,000
16	Celula MT sosire-masura (cablu)	buc	1	24kV, 630A, cu separator si CLP	25-30	65,000
17	Celula MT plecare transformator	buc	1	24kV, intrerupator cu SF6	25-30	72,000
18	Tablou JT PTAB	buc	1	Intrerupator automat 1000A, protectii	20-25	18,000
VII. CONTAINER TEHNIC ECHIPAT						
19	Container metalic izolat 6000x2400x2600mm	buc	1	Pereti sandwich 80mm, usi metalice, presetupe IP68, climatizare	25-30	42,000
20	Platforma beton armat container C16/20	mc	2.93	6500x3000mm, grosime 150mm, STPB	50+	8,500
21	Climatizare inverter 12000 BTU	buc	1	Racire+incalzire, R32, WiFi	10-12	4,500
VIII. IMPAMANTARE SI PROTECTIE LA TRASNET						
22	Platbanda OLZn 40x4mm bucla perimetrala	ml	585	Zinc la cald, ingropata min 800mm	40-50	18,500
23	Platbanda OLZn 25x4mm derivatii	ml	500	Zinc la cald, conexiuni echipamente	40-50	12,000
24	Tije impamantare CuZn Φ 14mm L=1500mm	buc	20	Cu-Zn, batere la 3-4.5m adancime	40-50	6,800
25	Paratrasnet activ PREVECTRON S 6.60	buc	1	Raza 99m, LPL-III, NF C 17-102	25-30	18,000
26	Catarg metalic zincat h=10m paratrasnet	buc	1	Include fundatie C20/25	25-30	8,500

IX. IMPREJMUIRE PERIMETRALA						
27	Plasa bordurata zincat+PVC, h=2.0m	ml	430	Ochi 50x200mm, verde, UV rezistent	15-20	52,000
28	Stalpi gard 60x60x2mm L=2.5m + fundatii	buc	150	Zincat la cald, pas 3m	15-20	24,000
29	Sarma ghimpata Zn 3 randuri	ml	1,290	4 fire, zincat	15-20	4,800
30	Poarta dubla 4x2m + poarta pietonala 1x2m	set	1	Cadru profil zincat, plasa sudata	15-20	8,500
31	Automatizare poarta batanta 400kg	set	1	Motor 24V, 3 telecomenzi, fotocelule	10-12	5,200
X. ILUMINAT EXTERIOR						
32	Corp LED/ sistem telegestiune	buc	16	Conform fisa tehnica	15-20	16,000
33	Stalpi metalici zincati h=6m + fundatii	buc	16	Include consola L=600mm	25-30	32,000
34	Ceas astronomic + senzor crepuscular	set	1	Programabil, backup fotoelectric	10-15	1,200
XI. SISTEM SUPRAVEGHERE VIDEO CCTV						
35	Camera IP 4MP PoE IR 30m IP67	buc	8	Lentila 2.8mm, H.265+, WDR 120dB	8-10	12,000
36	NVR 16ch + HDD 4TB + Monitor 24"	set	1	H.265+, 4K, inregistrare 30 zile	5-8	6,500
37	Switch PoE+ 16 porturi Gigabit 250W	buc	1	Management VLAN, 802.3at	8-10	2,800
38	Cablu UTP Cat6 FTP exterior + accesorii	ml	400	Dublu invelis PE, UV rezistent	15-20	4,200
XII. SISTEM MONITORING SI COMUNICATII						
39	Senzori meteo (iradiatie+temp+vant)	set	1	Celula Si calibrata 0-1500W/m ² , PT1000 -40++80°C, anemometru 0-50m/s	10-15	5,500
40	Router 4G LTE industrial dual SIM	buc	1	VPN, antena exterioara, M2M	8-10	3,200
41	Abonament date + platforma cloud (an 1)	luni	12	10GB/luna M2M + FusionSolar	anual	3,600

XIII. LUCRARI TERASAMENT SI AMENAJARE						
42	Defrisare, decapare, nivelare, compactare	mp	9,275	Suprafata totala, 95% Proctor	—	85,000
43	Santuri cabluri 500x400mm	ml	600	Include umplere si compactare	—	18,000
XIV. DOCUMENTATIE, VERIFICARI SI PIF						
44	Incercari, masuratori si verificari finale	ansamblu	1	Izolatie, Voc, Isc, Rp, termografie	—	25,000
45	Documentatie As-Built (5 ex.) + Declaratii	set	1	Include DCI, certificate, scheme	—	15,000
46	Training operare + mentenanta (4 sesiuni)	sesiuni	4	FusionSolar + sistem complet	—	8,000
47	Punere in functiune + teste 72h + receptie	ansamblu	1	Monitorizare continua parametri	—	12,000
					TOTAL ESTIMAT:	~2,870,000 lei

Nota: Valorile sunt estimative, fara TVA, la nivelul preturilor din **T1/2026**. Valorile finale se stabilesc prin procedura de achizitie. Duratele de viata sunt orientative, conform specificatiilor producatorilor si practicii industriale.

ANEXA B — FOI DE ECHIPARE

Foile de echipare prezinta configuratia detaliata a tablourilor electrice principale din componenta CEF 400 kW Corabia.

B.1 Foaie de echipare — TCEF (Tablou Electric CEF / TGBT)

Nr.	Denumire aparat	Tip / Caracteristici	Calibru	Nr. poli	Cant.	Putere rupere	Pozitie	Alimenteaza	Observatii
1	Interruptor general MCCB	Compact NS630N Micrologic	630A reglabil	4P	1	36kA	QF0	Bara colectoare TCEF	Protectie generala; blocare mecanica
2	Interruptor MCCB plecare Inv.1	Compact NSX160F TM-D	160A reglabil	4P	1	36kA	QF1	Invertor I1 (100kW)	Cablu A2XS(FL)2Y 3x150/25
3	Interruptor MCCB plecare Inv.2	Compact NSX160F TM-D	160A reglabil	4P	1	36kA	QF2	Invertor I2 (100kW)	Cablu A2XS(FL)2Y 3x150/25
4	Interruptor MCCB plecare Inv.3	Compact NSX160F TM-D	160A reglabil	4P	1	36kA	QF3	Invertor I3 (100kW)	Cablu A2XS(FL)2Y 3x150/25
5	Interruptor MCCB plecare Inv.4	Compact NSX160F TM-D	160A reglabil	4P	1	36kA	QF4	Invertor I4 (100kW)	Cablu A2XS(FL)2Y 3x150/25
6	Descarcator SPD tip 1+2 AC	Combi Controller V25-B+C/3+NPE	3+NPE	—	1	limp 12.5kA	F1	Protectie supratensiuni	Cu indicator de stare si contact aux.
7	Interruptor diferential RCD	Tip A sensibilitate 300mA	63A / 300mA	4P	1	—	QF5	Protectie contact indirect	Protectie suplimentara circuite aux.
8	Releu control faze	Monitorizare U, secventa, dezechilibru	3x400V	3P	1	—	KA1	Monitorizare retea	Cu contact de iesire NC/NO
9	Contactor modular	Tetrapolar, bobina 230V AC	63A	4P	1	—	KM1	Comanda generala	Cda manuala + telecomanda
10	SmartMeter DTSU666-H	Bidirectional, comunicatie RS485	3x230/400V, 5(80)A	—	1	—	W1	Masura energie	Modbus RTU, clasa 0.5S

11	Bara colectoare Cu 60x10mm	Cupru electrolitic, izolata	3P+N+PE	—	1	—	—	Distributie	Include suportii izolatori
12	Bara PE cupru	30x5mm, zincat	PE	—	1	—	—	Legatura la pamant	Conexiune bucla OLZn 40x4

Tablou metalic **1200x800x300mm**, grad protectie **IP54**, RAL7035. Montaj: interior container tehnic. Schema monofilara: plansa **IE19**.

B.2 Foaie de echipare — TESI (Tablou Electric Servicii Interne)

Nr.	Denumire aparat	Tip / Caracteristici	Calibru	Nr. poli	Cant.	Putere rupere	Pozitie	Alimenteaza	Observatii
1	Interruptor general MCB	Curba C, montaj sina DIN	40A	3P+N	1	6kA	QG	Bara TESI	Alimentat din TCEF circ. aux.
2	MCB circ. iluminat grup 1	Curba C, montaj sina DIN	16A	3P	1	6kA	Q1	Iluminat perimetru N+E (8 corp.)	Cablu CYAbY 3x2.5+2.5
3	MCB circ. iluminat grup 2	Curba C, montaj sina DIN	16A	3P	1	6kA	Q2	Iluminat perimetru S+V (8 corp.)	Cablu CYAbY 3x2.5+2.5
4	MCB circ. prize ext. grup 1	Curba C, montaj sina DIN	10A	3P	1	6kA	Q3	Prize exterior IP65 (2 buc)	Cablu CYAbY 3x2.5+2.5
5	MCB circ. prize ext. grup 2	Curba C, montaj sina DIN	10A	3P	1	6kA	Q4	Prize exterior IP65 (2 buc)	Cablu CYAbY 3x2.5+2.5
6	MCB circ. monitoring	Curba C, montaj sina DIN	10A	1P+N	1	6kA	Q5	SmartLogger + router 4G	Cablu CYAbY 3x1.5
7	MCB circ. CCTV	Curba C, montaj sina DIN	10A	1P+N	1	6kA	Q6	Switch PoE + NVR	Cablu CYAbY 3x1.5
8	MCB circ. climatizare	Curba C, montaj sina DIN	16A	1P+N	1	6kA	Q7	Aparat AC 12000BTU	
9	MCB iluminat interior	Curba C, montaj sina DIN	10A	1P+N	1	6kA	Q8	2x corp LED 36W container	Cu interruptor dublu
10	MCB prize interioare	Curba C, montaj sina DIN	16A	1P+N	1	6kA	Q9	4x priza dubla Schuko 16A	Circuit service mentenanta
11	MCB automatizare poarta	Curba C, montaj sina DIN	6A	1P+N	1	6kA	Q10	Motor poarta + accesorii	Cablu CYAbY 3x1.5
12	Ceas astronomic programabil	Digital, coordonate GPS	—	—	1	—	KT1	Comanda iluminat Q1+Q2	Backup senzor crepuscular

13	Contactor iluminat	Modular, bobina 230V	25A	2P	2	—	KM1,KM2	Contactoare iluminat G1+G2	Comandate de ceas astronomic
14	Bara PE+N cupru	Izolata, montaj sina DIN	—	—	1	—	—	Distributie N+PE	

Tablou metalic **600x400x200mm**, grad protectie **IP54**, RAL7035. Montaj: interior container tehnic. Schema monofilara: plansa **IE20**.

B.3 Foaie de echipare — PTAB 630 kVA

Nr.	Echipament / Aparat	Tip / Caracteristici	Parametri nominali	Cant.	Pozitie	Observatii
1	Celula MT sosire-masura (tip cablu)	Celula compacta 24kV cu separator de sarcina, CLP inductivi si capacitivi	24kV / 630A / 16kA	1	CMI	Racord LEA 20kV DEO; include TC+TT masura
2	Celula MT plecare transformator	Celula compacta 24kV cu intreruptor de putere SF6 si protectie digitala	24kV / 630A / 16kA	1	CMII	Protectie maxima curent + defect pamant
3	Transformator de putere in ulei	Trifazat, racire ONAN, conservator, grup conexiune Dyn11, releu DGPT2	630kVA, 20/0.4kV, Uk=6%	1	T1	Pierderi conform IEC 60076; ulei mineral
4	Tablou JT (joasa tensiune) PTAB	Intreruptor automat general 1000A, bare Cu distributie, SPD tip 1+2	400V / 1000A	1	TJT	Cablu JT la TCEF container; cu masurare
5	Descarcator SPD tip 1+2 MT	Limitator supratensiuni 24kV	Uc=24kV, In=10kA	3	F-MT	Protectie transformator la descarcari atm.
6	Priza de pamant PTAB	Platbanda OLZn 40x4mm, tije CuZn Φ 14mm, rezistenta sub 4 Ω	Rp < 4 Ω	1	PP-PTAB	Separata de priza centrala; cu camin vizitare
7	Iluminat interior PTAB	Corp LED 18W IP44 + intreruptor	230V / 18W	1	—	Alimentat din TJT
8	Panou avertizare pericol electrocutare	Conform SREN 61310-1	—	2	—	Exterior pe usi acces MT si JT

PTAB prefabricat tip bloc beton sau metalic, compartimente separate MT si JT, acces individual. Schema monofilara: plansa **IE27**. Amplasare conform plan **IE03**.

ANEXA C — LISTA TIPURILOR DE DESEURI REZULTATE DIN LUCRARE

Clasificarea deeurilor conform **HG 856/2002** (transpunere Catalog European Deseuri 2000/532/CE) si **Legea 211/2011** privind regimul deeurilor.

Cod dese HG 856	Denumire dese	Clasificare	Cantitate estimata	UM	Sursa generare	Mod gestionare	Observatii
17 01 01	Beton (deseuri din beton)	Nepericuloase	~2.0	tone	Resturi cofraje, spartori	Reciclare / Depozitare	Se preda la statie de reciclare agregate
17 02 01	Lemn (cofraje, paleti, ambalaje)	Nepericuloase	~1.5	tone	Cofraje, paleti panouri	Reciclare / Valorificare	Se preda la colector autorizat; paleti reutilizabili
17 02 03	Material plastic (ambalaje, folii, tuburi)	Nepericuloase	~0.8	tone	Ambalaje panouri, folie stretch, tuburi PVC	Reciclare	Se colecteaza separat; se preda colector plastic
17 04 05	Fier si otel (resturi profile, sarma)	Nepericuloase	~0.5	tone	Resturi taiere structuri, resturi armaturi	Valorificare fier vechi	Se preda la unitate colectare metale feroase
17 04 01	Cupru (resturi cabluri)	Nepericuloase	~0.1	tone	Capete cablu taiate la terminare	Valorificare metale neferoase	Se preda colector autorizat metale neferoase
17 04 02	Aluminiu (resturi cablu Al)	Nepericuloase	~0.05	tone	Capete cablu A2XS(FL)2Y	Valorificare	Se preda colector autorizat
17 04 11	Cabluri (resturi cabluri izolate)	Nepericuloase	~0.2	tone	Bucati cablu rezidual izolat	Valorif. / Reciclare	Separare Cu/Al de izolatie la colector
15 01 01	Ambalaje de hartie si carton	Nepericuloase	~0.5	tone	Cutii invertoare, documentatie, cartoane	Reciclare	Colectare selectiva; se preda colector hartie

15 01 04	Ambalaje metalice (cutii, tamburi)	Nepericuloase	~0.1	tone	Cutii metalice, tamburi cablu	Valorificare fier vechi	Returnare la furnizor sau colector
17 05 04	Pamant si pietre (excavatii)	Nepericuloase	~1,400	mc	Excavatii santuri si fundatii	Refolosire / Depozitare	Max. posibil refolosire pe amplasament la umpleri
20 03 01	Deseuri municipale amestecate	Nepericuloase	~0.5	tone	Deseuri menajere santier	Colectare / Depozitare	Container santier; ridicare periodica de salubritate
17 06 04	Materiale izolante (fara azbest)	Nepericuloase	~0.1	tone	Resturi sandwich container, izolatii	Depozitare conform	Se preda la depozit autorizat
15 01 10*	Ambalaje cu reziduuri subst. periculoase	Periculoase	~0.02	tone	Recipiente vopsea, spray, silicon	Colectare speciala	Stocare temporara separata; predare colector SP
13 02 08*	Alte uleiuri minerale de motor/ungere	Periculoase	~0.01	tone	Uleiuri de la utilaje santier	Colectare speciala	Colectare in recipiente etanse; predare colector SP
16 06 01*	Baterii si acumulatori plumb	Periculoase	~0.01	tone	Baterii telecomenzi, acumulatori	Colectare speciala	Predare la puncte colectare DEEE autorizate

Nota: Deseurile marcate cu * sunt **deseuri periculoase** si se gestioneaza conform HG 1061/2008 si Legea 211/2011, prin operatori autorizati pentru transport si eliminare/valorificare deseuri periculoase. Cantitatea totala estimata de deseuri periculoase este sub 50 kg, fiind generata exclusiv din ambalaje contaminate si consumabile de santier.

ANEXA D — ANALIZA MATERIALELOR REZIDUALE DIN LUCRARE

Prezenta analiza identifica materialele reziduale rezultate din procesul de executie al centralei fotovoltaice, clasificandu-le in trei categorii: materiale care pot fi refolosite pe amplasament sau in alte lucrari, materiale valorificabile prin unitati specializate de colectare si reciclare, si materiale care necesita neutralizare/depozitare pentru evitarea poluarii.

Nr.	Material rezidual	Cantitate estimata	Destinatie	Mod gestionare	Operator / Locatie	Observatii tehnice
A. MATERIALE REFOLOSIBILE PE AMPLASAMENT SAU IN ALTE LUCRARI						
1	Pamant vegetal decapat h=15cm	~1,391 mc	REFOLOSIRE	Reinsemantare zone afectate	Pe amplasament (500 mp)	Excedentul se transporta la depozit autorizat; se poate folosi la alte lucrari de amenajare peisagistica in zona
2	Pamant din excavatii (santuri, fundatii)	~400 mc	REFOLOSIRE	Umplere santuri dupa pozare cabluri	Pe amplasament	Se refoloseste max. posibil la umpleri compactate; excedentul (~50 mc) la depozit
3	Paleti lemn ambalaje panouri FV	~100 buc	REFOLOSIRE / RETURNARE	Returnare furnizor sau refolosire	Furnizor panouri / Santier	Paleti standard EUR reutilizabili; se returneaza in circuit
4	Tamburi cabluri (lemn + metal)	~8 buc	RETURNARE	Returnare la furnizor cablu	Furnizor cabluri	Tamburi cu depozit returnare conform contract furnizare
B. MATERIALE VALORIFICABILE PRIN UNITATI SPECIALIZATE DE COLECTARE/RECICLARE						
5	Resturi metalice feroase (otel, profile OLZn)	~500 kg	VALORIFICARE	Predare colector metale feroase	Colector autorizat judetul Olt	Resturi taiere profile structuri, armaturi, sarma; se cantaresc la predare
6	Resturi metalice neferoase (Cu, Al)	~150 kg	VALORIFICARE	Predare colector metale neferoase	Colector autorizat judetul Olt	Capete cablu Cu si Al de la terminari; valoare ridicata de recuperare
7	Resturi cabluri izolate (Cu+izolatie PVC/XLPE)	~200 kg	VALORIFICARE	Separare conductor/izolatie la colector	Colector autorizat	Bucati cablu DC si AC din resturi de masurare si taiere
8	Carton si hartie (ambalaje)	~500 kg	RECICLARE	Colectare selectiva si predare	Colector hartie judetul Olt	Cutii invertoare, SmartLogger, documente, folii intercalare panouri

9	Plastic (ambalaje, folie, PVC)	~800 kg	RECICLARE	Colectare selectiva si predare	Colector plastic autorizat	Folie stretch paleti, saci polietilena, tuburi PVC resturi, ambalaje conectori
10	Lemn (cofraje, resturi paleti, ambalaje)	~1,500 kg	VALORIFICARE / RECICLARE	Predare colector lemn sau biomasa	Colector lemn / CET biomasa	Cofraje fundatii, resturi scanduri, capace lemn ambalaje
C. MATERIALE CARE NECESITA NEUTRALIZARE / DEPOZITARE CONTROLATA						
11	Beton rezidual (spartori, resturi turnare)	~2,000 kg	DEPOZITARE	Transport la statie sortare agregate	Statie sortare agregate autorizata	Resturi beton de la turnare fundatii, sparturi cofrare; se pot reutiliza ca umplutura dupa concasare
12	Materiale izolante (spuma poliuretana, vata)	~100 kg	DEPOZITARE	Depozitare la depozit autorizat	Depozit deseuri nepericuloase	Resturi izolatie din decupaje container, presetupe
13	Ambalaje contaminate (vopsea, spray, silicon)	~20 kg	NEUTRALIZARE	Colectare separata deseuri periculoase	Operator autorizat deseuri peric.	Se stocheaza temporar in containere dedicate; se preda la operator autorizat conf. HG 1061/2008
14	Uleiuri uzate (de la utilaje santier)	~10 litri	NEUTRALIZARE	Colectare in recipiente etanse	Operator autorizat uleiuri uzate	Uleiuri motor/hidraulic de la buldozer, excavator; se preda colector specializat
15	Baterii uzate (Li-ion, alcaline)	~5 kg	NEUTRALIZARE	Colectare DEEE separata	Punct colectare DEEE autorizat	Baterii telecomenzi, multimetre; se preda la puncte colectare dedicate
16	Deseuri municipale amestecate santier	~500 kg	DEPOZITARE	Container santier + ridicare salubritate	Serviciu salubritate Corabia	Resturi menajere, PET-uri, resturi alimentare personal santier

Conform **OUG 92/2021** si **Legea 211/2011**, executantul are obligatia de a asigura gestionarea corecta a tuturor deseurilor rezultate din lucrare prin: colectare selectiva pe categorii, stocare temporara in conditii de siguranta pe amplasament (maximum 90 zile), transport cu mijloace autorizate si predare la operatori autorizati pentru valorificare sau eliminare. Documentele de transport (formulare de incarcare-descarcare deseuri nepericuloase, respectiv buletine de analiza si formulare specifice pentru deseuri periculoase) se vor arhiva in Dosarul de Mediu al lucrarii si se vor prezenta la receptia lucrarii.

Sinteza pe categorii de gestionare

Cat.	Categorie gestionare	Cant. totala est.	Valoare recuperabila est.	Observatii
------	----------------------	-------------------	---------------------------	------------

A	Materiale REFOLOSIBILE pe amplasament	~1,800 mc + 108 buc	—	Pamant refolosit la umpleri si reinsemantari; paleti si tamburi returnati
B	Materiale VALORIFICABILE (reciclare)	~3,650 kg	~4,500-7,000 lei	Venituri din predare metale feroase si neferoase, hartie, plastic
C	Materiale pt. DEPOZITARE / NEUTRALIZARE	~2,635 kg + 10 litri	Cost: ~2,000-3,500 lei	Costuri transport si eliminare deseuri; deseurile periculoase (<50 kg) au cost de eliminare mai ridicat

ANEXA E — GRAFICUL DE EXECUTIE A LUCRARILOR (DIAGRAMA GANTT)

Centrala Electrica Fotovoltaica 400 kW — Oras Corabia, jud. Olt — Proiect nr. 9/2026

Durata totala estimata de executie: **24 saptamani (6 luni calendaristice)** | Receptie lucrari: saptamana 15 | Certificat conformitate CDC: saptamana 23

			LUNA 1				LUNA 2				LUNA 3				LUNA 4				LUNA 5				LUNA 6				
Nr.	Activitate	Durata (sapt.)	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	
I. ORGANIZARE SANTIER SI LUCRARI TERASAMENT																											
1.1	Organizare santier, mobilizare utilaje, imprejmuire provizorie	2																									
1.2	Trasare topografica amplasament (pichetare axe, repere)	1																									
1.3	Defrisare, curatare vegetatie, decapare strat vegetal h=15cm	2																									
1.4	Nivelare teren cu buldozer, compactare 95% Proctor	2																									
1.5	Excavare santuri cabluri 500x400mm (600 ml)	3																									
1.6	Excavare fundatii structuri 400x400x600mm (100 buc)	2																									
1.7	Turnare beton fundatii structuri C16/20 + armare	2																									
1.8	Executie platforma beton container + PTAB	2																									
II. IMPREJMUIRE PERIMETRALA																											
2.1	Fundatii stalpi gard (150 buc) + montaj stalpi	2																									

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

LEGENDA COLORI:

	Terasamente si organizare
	Structuri metalice si panouri FV
	Instalatie electrica DC
	Instalatie electrica AC
	Container + PTAB 630 kVA
	Impamantare si protectie trasnet

Imprejmuire si amenajari ext.
Sist. auxiliare (iluminat/CCTV/monit.)
Verificari, incercari, PIF
Probe conformitate DEO (CDC)
Documentatie si finalizare

NOTE:

◆ = Reper/jalon (milestone). **Saptamanile sunt calendaristice**, incepand de la data Ordinului de incepere a lucrarilor. Graficul poate fi ajustat in functie de conditiile meteorologice, termenele de livrare echipamente si disponibilitatea fortei de munca.

Activitatile din sectiunea X (Probe conformitate DEO) se desfasoara conform **Procedurii DEO Rev. 3 / 14.08.2018** si sunt condtionate de emiterea acceptului de punere sub tensiune de catre Distributie Energie Oltenia. Termenele din aceasta sectiune sunt orientative si depind de timpii de raspuns ai DEO (20 zile analiza documentatie, 5 zile accept, 15 zile analiza probe preliminare, 3 zile raspuns invitatie probe finale, 5 zile decizie conformitate).

Calea critica: **Terasamente → Fundatii → Structuri → Panouri → Cablare DC → Conectare invertoare → Verificari → Energizare → Probe DEO → CDC**. Activitatile de imprejmuire, impamantare, iluminat si CCTV se desfasoara in paralel cu calea critica.

ANEXA F — FIȘE TEHNICE ECHIPAMENTE

Proiect: Înființare capacități noi de producere a energiei electrice
pentru autoconsum în Orașul Corabia

Centrală electrică fotovoltaică 400 kW

Amplasament: CF 55177, Orașul Corabia, Jud. Olt
Beneficiar: UAT Orașul Corabia | Proiect nr. 9/2026 | Faza PTE
Proiectant specialitate: S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.

Se editează fișe tehnice pentru fiecare utilaj prevăzut a se achiziționa, astfel ca acesta să fie corect și concret definit din punct de vedere funcțional, dimensiuni de gabarit și mod de montare.

F.1 MODUL FOTOVOLTAIC MONOCRISTALIN ≥ 590 Wp – 792 bucăți			
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip celulă: monocristalină (Mono-Si), tehnologie PERC/TOPCon sau echivalent		
1.2	Putere nominală Pmax ≥ 590 Wp (STC: 1000 W/m², AM 1.5, 25°C)		
1.3	Tensiune circuit deschis Voc ≥ 50 V		
1.4	Tensiune la putere maximă Vmp ≥ 42 V		
1.5	Curent de scurtcircuit Isc ≥ 13,5 A		
1.6	Curent la putere maximă Imp ≥ 13,0 A		
1.7	Randament modul η ≥ 21,0%		
1.8	Coeficient temperatură Voc (typ.): -0,26 ... -0,30 %/°C		
1.9	Coeficient temperatură Pmax (typ.): -0,35 ... -0,40 %/°C		
1.10	Tensiune maximă sistem: ≥ 1.500 V DC		

1.11	Dimensiuni gabarit: lungime 2400–2500 mm × lățime 1100–1200 mm × grosime 30–40 mm		
1.12	Greutate: ≤ 33 kg/modul		
1.13	Număr celule: 72 sau 144 half-cut (echivalent)		
1.14	Sticlă frontală: călită ≥ 3,2 mm, antireflexie, transmisivitate ≥ 91%		
1.15	Ramă aluminiu anodizat, grosime ≥ 35 mm		
1.16	Cutie joncțiune (junction box) IP68, cu 3 diode bypass integrate		
1.17	Conectori: tip MC4-EVO2 sau MC4 compatibil, IP68, pentru cablu 4–6 mm ²		
1.18	Montaj: compatibil structură metalică cu cleme capăt și cleme mijloc, orientare portret		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ ȘI CONDIȚII PRIVIND SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE		
2.1	Toleranță putere: 0 / +5 Wp (toleranță pozitivă)		
2.2	Degradare an 1: ≤ 2%		
2.3	Degradare liniară anuală (anul 2–30): ≤ 0,45%/an		
2.4	Putere garantată la 25 ani: ≥ 84,8% din Pmax		
2.5	Putere garantată la 30 ani: ≥ 82,5% din Pmax		
2.6	Rezistență la sarcină mecanică frontală: ≥ 5.400 Pa		
2.7	Rezistență la sarcină mecanică spate: ≥ 2.400 Pa		
2.8	Rezistență la grindină: ≥ 25 mm diametru la 23 m/s		
2.9	Temperatură funcționare: -40°C ... +85°C		
2.10	Rezistență UV, rezistență amoniac, rezistență ceată salină		
2.11	Tensiune de izolație: ≥ 1.500 V DC față de ramă și pământ		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		

3.1	IEC 61215:2021 – Module fotovoltaice din siliciu cristalin – Calificare design și aprobare de tip		
3.2	IEC 61730-1/-2:2016 – Calificarea de securitate a modulelor fotovoltaice		
3.3	IEC 62804-1:2015 – Rezistență la PID (Potential Induced Degradation)		
3.4	IEC TS 62941:2016 – Sistem calitate producție module PV		
3.5	Certificare TUV / MCS / Retie sau echivalent – obligatoriu		
3.6	Declarație de conformitate CE		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție produs (defecte fabricație, materiale): ≥ 12 ani		
4.2	Garanție performanță liniară: ≥ 25 ani (conf. pct. 2.4)		
4.3	Disponibilitate piese de schimb: ≥ 10 ani de la încetarea producției		
4.4	Asigurare producător: polita asigurare performanță – solicitată		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Livrare pe paleți protejați, ambalare individuala per modul, etichetare individuala cu serial number și datasheet		
5.2	Clasa TIER 1 Bloomberg NEF sau echivalent		
5.3	Capacitate producție producător: ≥ 5 GW/an		
5.4	Se va prezenta fișa tehnică (datasheet) completă și buletinul de încercare de la laborator acreditat		
5.5	Se va prezenta certificatul de origine și declarația de conformitate CE		

F.2	INVERTOR FOTOVOLTAIC TRIFAZAT 100 kW – 4 bucăți		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Putere nominală AC: 100 kW		
1.2	Putere maximă AC: ≥ 110 kVA		
1.3	Tensiune nominală AC: 3×400 V / 3F+N+PE, 50 Hz		
1.4	Curent maxim AC ieșire: ≥ 144 A		
1.5	THDi (curent): $\leq 3\%$ la putere nominală		
1.6	Factor de putere reglabil: 0,8 inductiv ... 0,8 capacitiv (continuu)		
1.7	Randament maxim: $\geq 98,6\%$ (randament european $\geq 98,4\%$)		
1.8	Număr intrări MPPT: ≥ 10		
1.9	Număr intrări string per MPPT: ≥ 2		
1.10	Domeniu tensiune MPPT: 200 – 1.000 V DC		
1.11	Tensiune maximă intrare DC: 1.100 V DC		
1.12	Curent maxim per MPPT: ≥ 26 A		
1.13	Curent maxim de scurtcircuit per MPPT: ≥ 40 A		
1.14	Putere DC maximă intrare: ≥ 120 kWp (raport DC/AC $\geq 1,2$)		
1.15	Număr total intrări string: ≥ 20		
1.16	Grad protecție: IP66 (montaj exterior, fără copertina suplimentară)		
1.17	Sistem răcire: răcire naturală + ventilator inteligent (Smart Air Cooling sau echivalent)		
1.18	Temperatură funcționare: -25°C ... $+60^{\circ}\text{C}$ (derating peste 45°C)		
1.19	Altitudine funcționare fără derating: ≤ 4.000 m		
1.20	Nivel zgomot: ≤ 60 dB(A) la 1 m		
1.21	Dimensiuni gabarit (L×I×H): max. $1.075 \times 370 \times 710$ mm		

1.22	Greutate: ≤ 95 kg		
1.23	Montaj: pe perete/suport metalic, vertical sau înclinat max. 15°		
1.24	Conectori DC: MC4/MC4-EVO2 compatibili, IP68		
1.25	Conexiune AC: borne cu papuci presă, secțiune max. 240 mm^2		
1.26	Comunicație: RS485, Ethernet, Wi-Fi, port USB, compatibil SmartLogger		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ ȘI CONDIȚII PRIVIND SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE		
2.1	Protecție anti-insularizare integrată (deconectare < 200 ms) conf. ORD ANRE 228/2018		
2.2	Monitorizare izolație DC (RCMU – Residual Current Monitoring Unit) integrată		
2.3	Detecție arc electric DC (AFCI – Arc Fault Circuit Interrupter) integrată		
2.4	Descărcătoare supratensiune SPD DC Tip II integrate pe fiecare MPPT		
2.5	Descărcătoare supratensiune SPD AC Tip II integrate		
2.6	Separator DC integrat per string (sau per MPPT)		
2.7	Protecție supracurent DC și AC		
2.8	Protecție supratensiune / subtensiune AC cu praguri reglabile		
2.9	Protecție suprafrecvență / subfrecvență AC cu praguri reglabile		
2.10	Funcție de răspuns la variații de frecvență $P(f)$ reglabilă		
2.11	Funcție de reglaj putere reactivă $Q(U)$ reglabilă		
2.12	Funcție de limitare putere activă P la comandă externă (0–100%)		
2.13	Compatibilitate cu sistem de monitorizare centralizat (SmartLogger sau echivalent)		
2.14	Monitorizare individuală per string (curent per string)		
2.15	Diagnoze online I-V per string (opțional solicitat)		

3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	IEC 62109-1:2010 și IEC 62109-2:2011 – Securitate convertoare PV		
3.2	IEC 61727:2004 / EN 50549-1/-2 – Cerințe racordare generatoare la rețeaua publică		
3.3	IEC 62116:2014 – Testare anti-insularizare		
3.4	IEC 61000-6-2/-4 – Compatibilitate electromagnetică (CEM) emisie și imunitate		
3.5	SR EN 60364-7-712:2017 – Cerințe instalații FV		
3.6	ORD ANRE nr. 228/2018 – Cerințe tehnice racordare CEF		
3.7	Certificare CE obligatorie		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție produs: ≥ 5 ani (extensibilă la 10 ani opțional)		
4.2	Service: service autorizat pe teritoriul României sau UE, timp intervenție ≤ 72h		
4.3	Disponibilitate piese de schimb: ≥ 10 ani de la încetarea producției		
4.4	Firmware: actualizare gratuită pe durata garanției		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet echipat cu conectori DC, borne AC, kit montaj pe perete/suport		
5.2	Se livrează cu SmartLogger 3000A (sau echivalent) – 1 buc. la 4 invertoare		
5.3	Se livrează cu SmartMeter DTSU666-HW (sau echivalent) – 1 buc. per inverter		
5.4	Se va prezenta fișa tehnică completă, certificatele și manualul de instalare		

F.3	TRANSFORMATOR DE PUTERE 20/0,4 kV – 630 kVA – 1 bucată		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Putere nominală: 630 kVA		
1.2	Tensiune primară: 20 kV ($\pm 2 \times 2,5\%$ – prize de reglaj)		
1.3	Tensiune secundară la gol: 400 V (la priza nominală)		
1.4	Grup de conexiuni: Dyn5		
1.5	Frecvență: 50 Hz		
1.6	Număr faze: 3		
1.7	Răcire: ONAN (răcire naturală în ulei mineral)		
1.8	Tip transformator: ermetic, în ulei mineral, fără conservator, cu pernă de azot sau membrană elastică		
1.9	Nivel de izolație (BIL): 125 kV		
1.10	Tensiune de scurtcircuit V_{cc} : 6% ($\pm 10\%$ toleranță)		
1.11	Pierderi la gol (P_0): ≤ 560 W		
1.12	Pierderi în scurtcircuit (P_{cc}) la 75°C: ≤ 4.800 W		
1.13	Curent la gol (I_0): $\leq 0,9\%$		
1.14	Randament la 4/4 sarcină, $\cos\phi=1$: $\geq 99,14\%$		
1.15	Dimensiuni gabarit orientative (L×I×H): $\sim 1.470 \times 885 \times 1.760$ mm		
1.16	Greutate totală (cu ulei): ≤ 2.300 kg		
1.17	Terminale MT: 250 A, M12		
1.18	Terminale JT: 1.250 A		
1.19	Comutator prize de reglaj: 5 poziții, manevrat fără tensiune		

2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ ȘI CONDIȚII PRIVIND SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE		
2.1	Suprasarcină admisă la 100°C punct fierbinte: 1,3×In timp de 2 ore		
2.2	Prevăzut cu dispozitiv de protecție la presiune internă (supapă)		
2.3	Prevăzut cu indicator nivel ulei (vizual)		
2.4	Prevăzut cu robinet de prelevare probă ulei și robinet de golire		
2.5	Prevăzut cu termometru cu contacte (praguri: alarmă și declanșare)		
2.6	Clasa mediu E2 (exterior, -25°C ... +40°C)		
2.7	Nivel zgomot (Lwa): ≤ 52 dB(A)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	IEC 60076-1/-2/-3/-5/-7 / SR EN 60076 – Transformatoare de putere		
3.2	IEC 60076-11 – Transformatoare ermetic în ulei		
3.3	SR EN ISO 1461 – Acoperiri zincare termică (cuva, aripioare)		
3.4	Directiva 2014/30/UE – Compatibilitate electromagnetică		
3.5	Regulamentul UE 2019/1783 (Ecodesign) – Tier 2 (pierderi maxime admisibile)		
3.6	Certificare CE obligatorie		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani de la PIF		
4.2	Durata de viață proiectată: ≥ 25 ani		
4.3	Se vor prezenta protocoale de încercări de rutină (raport, măsurări pierderi, Vcc)		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		

5.1	Livrare cu ulei, complet asamblat, pe trailer cu dispozitiv antigravitațional		
5.2	Se livrează cu plăcuță de identificare (tip, puteri, anul fabricației, nr. serie)		
5.3	Montaj: pe platforma PTAB, fixare cu șuruburi M20 pe cadru sudat		

F.4	CELULE MODULARE MT 20 kV – 4 bucăți (PTAB 630 kVA)		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tensiune nominală: 24 kV (Un rețea 20 kV)		
1.2	Curent nominal: 630 A		
1.3	Curent de scurtcircuit: 16 kA / 1s		
1.4	Nivel de izolație (BIL): 125 kV		
1.5	Frecvență: 50 Hz		
1.6	Tip celule: modulare, de interior, cu izolație în aer		
1.7	Celula 1 – Sosire LES 20 kV (linie): echipată cu separator sarcină + întrerupător cu vid, terminal numeric de protecție conf. cerințe DEO, reductori curent protecție 15/5/5A, sistem anticondens, senzori prezență tensiune		
1.8	Celula 2 – Racord cablu (legătură celula trafo – celula măsură): echipată cu separatoare, sistem anticondens, senzori prezență tensiune		
1.9	Celula 3 – Măsură securizabilă: acces separat securizat din exterior, 3 reductori măsură curent 15/5/5A cl. 0,2S, 3 reductori măsură tensiune $20/\sqrt{3}$ / $0,1/\sqrt{3}$ / $0,1/\sqrt{3}$ kV cl. 0,2, cutie externă cu vizor contor, cabluri circuite secundare		
1.10	Celula 4 – Transformator: echipată cu separator sarcină + întrerupător cu vid, terminal numeric protecție, reductori curent protecție 15/5A, sistem anticondens, senzori prezență tensiune		
1.11	Dimensiuni gabarit per celulă (orientativ): lățime 400–600 mm × adâncime 800–1.200 mm × înălțime 1.800–2.200 mm		
1.12	Mecanism de interblocaj mecanic între separator și întrerupător		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ ȘI CONDIȚII PRIVIND SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE		

2.1	Rezistență la arc intern: 16 kA / 1s, conform IEC 62271-200 (clasa IAC AFL)		
2.2	Grad protecție: IP3X (față) / IP2X (lateral)		
2.3	Durata de viață mecanică întrerupător: ≥ 10.000 operații		
2.4	Durata de viață electrică întrerupător: ≥ 100 operații la I_n		
2.5	Terminal numeric protecție (celula 1 și 4): funcții 50/51, 50N/51N, 27, 59, 81m/81M, anti-insularizare, conform cerințe DEO și ORD ANRE 228/2018		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	IEC 62271-200 / SR EN 62271-200 – Aparataj de comutație și comandă MT		
3.2	IEC 62271-100 – Întrerupătoare de c.a. de înaltă tensiune		
3.3	IEC 62271-102 – Separatoare și separatoare de sarcină		
3.4	IEC 61869-1/-2 – Transformatoare de măsurare		
3.5	Cerințe DEO (Caiet de Sarcini aprobat DEO) – pentru celula de măsură		
3.6	Certificare CE obligatorie		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani de la PIF		
4.2	Disponibilitate piese de schimb: ≥ 15 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Celulele se montează în anvelopa PTAB, pe cadru metalic zincat		
5.2	Cablarea circuitelor secundare se realizează complet în fabrică		
5.3	Se livrează complet asamblate, testate în fabrică, cu protocoale de încercări		

F.5	ANVELOPĂ BETON PTAB 630 kVA – 1 bucată		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip: post de transformare în anvelopă de beton armat, prefabricată		
1.2	Exploatare din exterior (manevre și acces din exterior)		
1.3	Compartimente: MT (celule), transformator, JT (TDJT), măsură (compartiment securizabil cu acces separat din exterior)		
1.4	Dimensiuni interioare orientative: lungime ≥ 4.000 mm $\times$ lățime ≥ 2.400 mm $\times$ înălțime ≥ 2.500 mm		
1.5	Beton armat C30/37, armătură BST 500S, grosime pereți ≥ 100 mm		
1.6	Acoperiș: beton armat cu încărcare minimă zăpadă, pantă $\geq 2\%$		
1.7	Uși metalice cu încuietoare tip DEO (2 uși MT/JT + 1 ușă măsură securizabilă)		
1.8	Ventilație naturală: grilaje cu filtru, secțiune $\geq 0,6$ m ² total		
1.9	Cuvă de retenție ulei sub transformator: $\geq 110\%$ din volumul de ulei al trafo		
1.10	Greutate totală anvelopă (fără echipamente): ≤ 10.000 kg		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ ȘI CONDIȚII PRIVIND SIGURANȚA ÎN EXPLOATARE		
2.1	Rezistență la foc: minimum 120 min (EI 120)		
2.2	Impermeabilitate: pereți exteriori hidrôfugi		
2.3	Sistem anticondens pe celulele MT (rezistente + termostat)		
2.4	Iluminat interior artificial suficient (min. 200 lux pe planul de lucru)		

3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	SR EN 62271-202:2014 – Posturi de transformare prefabricate de înaltă tensiune/joasă tensiune		
3.2	Norme DEO – Specificații tehnice posturi de transformare		
3.3	P118/99 – Normativ securitate la foc (categoria C)		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție structură beton: ≥ 10 ani		
4.2	Garanție echipamente integrate: conf. fișelor tehnice individuale		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Transport pe trailer special (supradină), amplasare cu macara ≥ 20 t		
5.2	Fundație beton: platforma C20/25 cu armătură, dimensiuni conform furnizor		
5.3	Se livrează cu: cuvă retenție, bară ecranare, bare PE, set împământare interior		

F.6	CABLU MT – FXS(F)2Y 3×1×150/25 mm², 20 kV – ~210 m (3×70 m)		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip cablu: FXS(F)2Y 1×150/25 mm ² (monoconductor, 3 faze)		
1.2	Tensiune nominală: 12/20 kV (Um = 24 kV)		
1.3	Conductor: aluminiu, secțiune 150 mm ² , clasa 2 (multifilar)		
1.4	Izolație: XLPE (polietilenă reticulată), grosime ≥ 5,5 mm		
1.5	Ecran metalic: cupru 25 mm ² (sârme + bandă)		
1.6	Manta exterioară: PE (polietilenă), neagră		
1.7	Diametru exterior orientativ: ~42 mm per fază		
1.8	Greutate orientativă: ~1.600 g/m per fază		
1.9	Rază minimă curbura: 15×D = ~630 mm		
1.10	Capacitate de transport curent (pozare trefla în pământ, 20°C): ≥ 320 A		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Temperatură max. conductor în regim continuu: 90°C		
2.2	Temperatură max. conductor în scurtcircuit: 250°C (5s)		
2.3	Rezistență conductor la 20°C: ≤ 0,206 Ω/km		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	SR EN 60502-2 – Cabluri de energie cu izolație extrudată, 6–30 kV		
3.2	PE 107/2015 – Normativ proiectare rețele cabluri		
3.3	Certificare CE + buletin de încercări de la laborator acreditat		

4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani de la PIF		
4.2	Durata de viață proiectată: ≥ 30 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Livrare pe tamburi, lungime minimă per tambur: 200 m		
5.2	Pozare în trefla, pe pat de nisip 10 cm, acoperire nisip 10 cm, fâșie avertizoare		
5.3	Capete terminale 20 kV exterior la stâlp, interior la PTAB – se vor include în ofertă		

F.7	CABLU JT – ACYAbY 3×150+70 mm² și ACYAbY 3×240+120 mm²		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip cablu: ACYAbY, izolație PVC, armătură bandă oțel, manta PVC		
1.2	Tensiune nominală: 0,6/1 kV		
1.3	Secțiune ACYAbY 3×150+70 mm ² : 4 buc. × ~35 m (invertoare → TCEF) = ~140 m		
1.4	Secțiune ACYAbY 3×240+120 mm ² : 3 buc. × ~20 m (TCEF → PTAB) = ~60 m		
1.5	Conductor: aluminiu, clasa 2		
1.6	Capacitate de transport curent ACYAbY 3×150+70 (în pământ): ≥ 230 A		
1.7	Capacitate de transport curent ACYAbY 3×240+120 (în pământ): ≥ 310 A		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Temperatură max. conductor regim continuu: 70°C		
2.2	Temperatură max. scurtcircuit: 160°C (5s)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	SR EN 60502-1 – Cabluri de energie 0,6/1 kV		
3.2	I7-2011 – Normativ instalații electrice JT		
3.3	Certificare CE + buletin de încercări		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani de la PIF		

5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Livrare pe tamburi, lungime minimă per tambur: 100 m		
5.2	Pozare în șanț la 0,8 m adâncime, pe pat nisip, fâșie avertizoare		

F.8	CABLU SOLAR DC – H1Z2Z2-K 1×6 mm² – ~7.655 ml		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip cablu: H1Z2Z2-K, izolație dublă XLPO (poliolefină reticulată)		
1.2	Secțiune conductor: 6 mm ² (cupru flexibil, clasa 5)		
1.3	Tensiune nominală: 1.500 V DC (1.800 V DC test)		
1.4	Temperatură funcționare: -40°C ... +90°C		
1.5	Culoare: roșu (DC+) / negru (DC-)		
1.6	Diametru exterior: ~6,4 mm		
1.7	Rezistență UV: testare conform EN 50618 (≥ 720 ore UV)		
1.8	Rezistență la flacără: conform IEC 60332-1		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Capacitate curent continuu (la 70°C, aer liber): ≥ 57 A		
2.2	Rezistență conductor la 20°C: ≤ 3,39 Ω/km		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	EN 50618:2014 – Cabluri electrice pentru sisteme fotovoltaice		
3.2	Certificare TUV Rheinland sau echivalent		
3.3	IEC 62930 – Cabluri electrice pentru sisteme PV		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 5 ani		
4.2	Durata de viață proiectată: ≥ 25 ani		

5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Livrare pe tamburi/colaci, lungime minimă: 500 m per tambur		
5.2	Se livrează cu conectori MC4 IP68 (în cantitatea necesară) și tub riflat D25		

F.9 STRUCTURI METALICE SUPT PANOURI FV – 25 seturi			
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Configurație: 24 buc. structuri 2Px16 (32 panouri) + 1 buc. structura 2Px12 (24 panouri)		
1.2	Montaj panouri: portret, pe 2 rânduri verticale		
1.3	Unghi înclinare: 33° față de orizontală		
1.4	Azimut: 0° (orientare Sud)		
1.5	Material: oțel S235JR, zincat la cald conform SR EN ISO 1461 (grosime Zn ≥ 70 μm)		
1.6	Stâlpi: profile metalice bătute în pământ, adâncime ≥ 1.500 mm		
1.7	Lățime structură 2Px16: ~18.444 mm (16 panouri × 1.134 mm + rosturi 20 mm)		
1.8	Înălțime proiectată panouri (de la sol): ~2.695 mm (max.), liber de la sol ≥ 700 mm		
1.9	Nr. cadre transversale per structură 2Px16: 6 (la pas 3 panouri = 3.462 mm)		
1.10	Nr. stâlpi per structură 2Px16: 12 (6 mici + 6 mari)		
1.11	Cleme fixare panouri: cleme capăt și cleme mijloc, compatibile cu rama modului		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Rezistență la sarcină vânt: ≥ 1,2 kN/m ² (zona eoliană II, conform CR 1-1-4/2012)		
2.2	Rezistență la sarcină zăpadă: ≥ 2,5 kN/m ² (zona III, conform CR 1-1-3/2012)		

2.3	Rezistență la seism: $a_g=0,20g$, $T_c=1,0s$ (zona seismică Corabia, P100-1/2013)		
2.4	Durata de viață proiectată zincare: ≥ 25 ani (clasa de corozivitate C3)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	SR EN 1090-1/-2 – Executarea structurilor de oțel		
3.2	SR EN ISO 1461 – Zincare termică la cald		
3.3	CR 1-1-3/2012, CR 1-1-4/2012, P100-1/2013 – Acțiuni pe structuri		
3.4	Certificare CE + declarație de performanță DOP		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție structură: ≥ 10 ani		
4.2	Garanție zincare: ≥ 15 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează prefabricate, gata de montaj, cu set complet șuruburi inox și cleme		
5.2	Băterea stâlpilor se realizează mecanic (vibrator), fără fundație de beton		
5.3	Notă de calcul structură – se va prezenta		

F.10	PARATRASNET PDA (PARATRĂSNET CU DISPOZITIV DE AMORȚARE) – 1 bucată		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip: PDA (Paratrasnet cu Dispozitiv de Amortare), captură activă		
1.2	Avans de amortare ΔT : $\geq 60 \mu s$		
1.3	Rază de protecție la nivelul solului (LPL III, $h=10$ m): ≥ 99 m		
1.4	Catarg autoportant: $H = 10$ m, oțel zincat la cald, încastrat pe fundație beton		
1.5	Conductoare de coborâre: 2 buc. platbandă OL-Zn 40×4 mm, protejate în tub PVC D50 pe primii 2 m		
1.6	Contor descărcări: obligatoriu, montat la baza catargului		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Curent maxim de trăsnet suportat: ≥ 100 kA (10/350 μs)		
2.2	Nivel de protecție: LPL III (conform SR EN 62305-1)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	NF C 17-102:2011 – Standard PDA (AFNOR, Paris)		
3.2	SR EN 62305-1/-2/-3/-4 – Protecția contra trăsnetului		
3.3	NI 4000:2013 – Normativ protecție împotriva trăsnetului		
3.4	Certificat de conformitate emis de laborator acreditat (LCIE, BV, sau echivalent)		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		

4.1	Garanție dispozitiv PDA: ≥ 5 ani		
4.2	Verificare periodică recomandată: la 2 ani (conform NF C 17-102)		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet cu: capul PDA, catarg, flanșe, kit montaj, contor descărcări		
5.2	Montaj: pe fundație beton C20/25 încastrată, cu flanșă și șuruburi ancorare		

F.11	STÂLPILUMINAT PERIMETRAL H=6 m		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	CARACTERISITI PRINCIPALE		
1.1	Material Oțel S235JR conform EN 10025-2		
1.2	Protecție Galvanizare la cald – strat de zinc $\geq 70 \mu\text{m}$		
1.3	Rezistență la vânt		
1.4	Montaj Cu flanșă (pentru fundație cu ancora		
1.5	Compatibilitate Diverse brațe de susținere cu lungimi de la 0.5m până la 1.5m, cu diametru de $\varnothing 60\text{mm}$ pentru unul sau mai multe corpuri de iluminat		
2	SPECIFICATII TEHNICE STALP		
2.1	Înălțime 6m		
2.2	Diametru vârf minim 60mm		
	Reducție minim 48mm		
	Diametru bază minim 124 mm		
	Grosime minim 3mm		
	conform EN 10025-2		
	conform EN ISO 1461		
	conform EN 40-5		
3	SPECIFICATII TEHNICE FLANSA		
3.1	Dimensiuni Lxlxh 250x250x10mm		
4	SPECIFICATII TEHNICE BULOANE		
4.1	Bucăți-tip 4xm14		
4.2	Lungime 500 mm.		
5	FUNDATIE		

5.1	Dimensiuni recomandate 600x600x600 mm		
-----	---------------------------------------	--	--

F12	Aparater de iluminat LED		
Nr. Crt.	Specificatii tehnice impuse prin caietul de sarcini	Corespondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	Aparat de iluminat stradal cu LED - descriere generala		
1.1	Aparat de iluminat stradal.Va fi integrat intr-un sistem de control fara fir care permite controlul individual de la distanta.		
1.2	Grad de protectie compartiment optic si aparataj IP 66. Se va prezenta raport de testare pentru gradul de testare IP66.		
1.3	Rezistenta la impact (minim) IK09. Se va prezenta raport de testare		
1.4	Dimensiuni aparat de iluminat LxIxH: nu sunt impuse		
1.5	Greutate: nu se impune		
2	Sistem optic cu urmatoarele caracteristici minime impuse:		
2.1	Distributia luminoasa va fi de tip stradal si nu va fi influentata de aparitia unor defecte asupra unor dintre LED-uri; fiecare dintre LED-uri va avea asociata acelasi tip de lentila specifica, care reproduce distributia luminoasa completa a aparatului de iluminat. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
2.3	Placa LED va fi amovibilă, pentru a facilita operațiile de mentenanță și pentru a permite schimbarea acesteia într-un mod facil, in caz de defect, după terminarea perioadei de garanție. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
2.4	Placa LED va fi fixata direct de carcasa aparatului de iluminat, pentru a permite extragerea rapida a caldurii produsa de sursele LED, astfel		

	carcasa va avea si rolul de radiator; Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
2.5	Placa LED va fi compusă din minim 10 LED-uri multiple, indiferent de tehnologia de fabricatia a LED-ului, pentru a preîntâmpina pierderea a mai mult de 10% din fluxul luminos emis de aparat, în cazul în care un LED se va deteriora.		
2.6	Echipare cu sursa luminoasa tip LED de mare putere (se va preciza modelul si producatorul) - temperatura de culoare $T_c \leq 4000K$ - indicele de redare al culorilor $R_a \geq 70$. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3	Conditii minime constructive, intretinere si montaj:		
3.1	Carcasa realizata din aluminiu turnat sub presiune		
3.2	Difuzor din sticla tratata termic, securizata, plana sau curbata;		
3.3	Compartimentul accesoriilor electrice si compartimentul optic vor constitui incinte separte, pentru a evita patrunderea prafului/murdarirea compartimentul optic in cazul in care se intervine in compartimentul accesorii electrice pentru efectuarea de remedieri. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3.4	Compartimentul optic trebuie sa permita deschiderea sa pentru operatii de mentenanta, chiar daca prin intermediul unor unelte. Pentru a facilita operatiile de mentenanta, acesta trebuie sa poata fi deschis intr-un interval scurt de timp, fara deteriorarea componentelor aparatului de iluminat; nu se accepta aparate de iluminat pentru care difuzorul este lipit de carcasa; Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3.5	Compartimentul accesorii electrice va trebui sa permita deschiderea sa pentru operatii de mentenanta, preferabil fara unelte. Pentru a facilita operatiile de mentenanta, acesta trebuie sa poata fi deschis intr-un interval scurt de timp, fara deteriorarea componentelor aparatului de iluminat. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3.6	Compartimentul accesorii electrice se va deschide din partea de jos fara utilizare unelte, componentele ramanand pe corpul aparatului, pentru a evita patrunderea apei in cazul aparitiei precipitatiilor in timpul interventiei. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		

3.7	Compartimentul accesorii electrice va fi prevazut cu un dispozitiv pentru mentinerea capacului in pozitia „DESCHIS” pe durata realizarii interventiilor. Inchiderea compartimentului accesorii electrice se va face in minim 4 puncte de fixare. Fixarea se va face in minim 2 balamale si minim doua cleme de inchidere. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3.8	Sistemul de montaj va fi dual, preferabil fara adaptor, permitand montarea atat pe brat cat si in cap de stalp, iar inclinarea va fi ajustabila pentru minim urmatoarele intervale cu pas din 5° in 5°: Montaj pe consola: - 15° - +30° Montaj in cap de stalp: -10° - +30° Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
3.9	Ajustarea inclinatiei aparatului pe brat se va face fara deschiderea acestuia. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
4	Conditii minime pentru caracteristicile electrice si de functionare:		
4.1	Alimentare electrica: 230 V/ 50 Hz		
4.2	Driverul va avea posibilitatea de ajustare a curentului de iesire maxim 1050mA		
4.3	Clasa de izolatie electrica: Clasa I sau II		
4.4	Putere maxima aparat de iluminat: maxim Conform Anexa situatia propusa		
4.5	Prevazut in interior cu conector tip baioneta sau alt tip de conector care sa permita intreruperea automata a alimentarii in momentul deschiderii compartimentului electric. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
4.6	Balastul electronic programabil, compatibil cu tipul de sursa luminoasa utilizata, va avea minim urmatoarele functii: - asigurarea functionarii cu factorul de putere > 0.92, pentru functionarea la 100%; - permite comunicarea cu componentele de comanda ale sistemelor de control, cel putin prin protocoalele de comunicare DALI sau 1-10V; - permite reducerea fluxului luminos cu minim 90% din valoarea fluxului nominal, in trepte de minim 1 %.		
4.7	Aparatul de iluminat va permite ca la 100 000 ore de functionare fluxul luminos sa nu se deprecieze cu mai mult de 10% (L90). Aparatele vor fi		

	echipate cu sistem CLO (Constant Lumen Output) care permite mentinerea constanta a fluxului luminis, prin compensarea deprecierii fluxului luminos al unui aparat de iluminat si elimina costurile suplimentare datorate supradimensionarii initiale a fluxului luminos si simplit, a puterii absorbite. Se vor prezenta documente, fise tehnice si instructiuni de montaj pentru demonstrarea cerintei.		
4.8	Functionare la $T_a = -30 +50 \text{ }^{\circ}\text{C}$		
4.9	Protectie incorporata la descarcari si supratensiuni atmosferice de pana la 10KV, pentru toate componentele electronice integrate in aparatul de iluminat. Dispozitivul de protectie va fi piesa separata de driver si va putea fi inlocuit in caz de defect. Va respecta standardele europene fiind echipat cu indicator luminos pentru indicarea functionarii. Se va prezenta fisa tehnica a dispozitivului.		
5	Mentenanata si intretinere		
5.1	Ofertantul va pune la dispozitia beneficiarului o aplicatie mobila gratuita (distincta fata de aplicatia de telegestiune). Aplicatia va functiona preferabil pe sistem browser web sau minim aplicatie mobila ce va putea fi descarcata din magazinele Google Play, Apple Store si App Gallery. Se va indica numele aplicatiei si modul de accesare a acesteia, iar autoritatea contractanta va verifica functionalitatea conform cerintelor de mai jos.		
5.2	Aplicatia va avea minim doua functiuni principale		
	a) furnizare de date unice despre aparatul de iluminat		
	b) introducere de date suplimentare despre ansamblul de iluminat		
5.3	Aplicatia va furniza minim urmatoarele date ale aparatului de iluminat:		
	- Denumirea comerciala completa		
	- Fluxul luminos		
	- Culoarea aparatului		
	- temperatura de culoare a luminii		
	- Tipul distributiei luminoase		
	- Numarul de leduri		
	- Clasa de izolatie		
	- factorul de putere		
	- Data productiei		
	- Gradul de etanseitate IP		
	- Gradul de rezistenta la impact IK		
	- greutate (kg)		

	- Tipul LED-urilor - Tipul driverului - cu mentionarea puterii si intervalului de amperaj la care functioneaza. - dimensiunea permisa a consolei de fixare Φ - Setarile driverului referitoare la dimming: intervalele de ore si procentele de dimming corespunzatoare acestora. - permite descarcarea instructiunilor de montaj - furnizeaza codurile de comanda pentru piese de schimb: Driver, Placa LED, Corp aparat de iluminat		
5.4	Aplicatia va permite introducerea a minim urmatoarelor date suplimentare despre ansamblul de iluminat: - Introducerea locatiei de instalare - Adaugarea de note referitoare la aparat sau ansamblu (minim tip de stalp, numar stalp, inaltime stalp) - Introducere de date despre istoricul operatiilor de mentenanta si reconfigurarea parametrilor - informatiile introduse referitoare la istoricul de mentenanta vor fi inregistrate de sistem si vor putea fi exportate in format *.csv. Totodata acestea vor putea fi importate pentru gestiune intr-un sistem de management al iluminatului (ex: GIS sau AMS)		
5.5	Aplicatia va recunoaste individual fiecare aparat de iluminat prin cel putin una din urmatoarele variante: - introducerea in aplicatie a unui cod unic al aparatului, furnizat si inscriptionat pe acesta - scanarea unui cod QR sau cod de bare, furnizate impreuna cu aparatul		
5.6	Se va furniza in cadrul propunerii tehnice aplicatia gratuita si un cod serial/cod QR/cod de bare a unui aparat existent, pentru verificarea functiunilor solicitate. Aceasta vor trebui sa respecte intru totul solicitarile		
6	Conditii de garantie si certificari		
6.1	Garantie - minim 5 ANI		
6.2	Specificatiile tehnice ale producatorului (fise tehnice). Fiecare tip de aparat de iluminat oferit va fi insotit de fisa tehnica din care sa rezulte cel putin urmatoarele caracteristice tehnice: - puterea instalata aparat de iluminat - fluxul luminos al sistemului; - randamentul luminos al sistemului;		

	- temperatura de culoare;		
	- durata de viata;		
	- indicele de redare a culorii;		
	- material carcasa si material dispersor;		
	- grad de rezistenta la impact (IK);		
	- grad de protectie compartiment optic si compartiment accesorii electrice (IP);		
6.3	Se va prezenta declaratie de conformitate CE		
6.4	Se va prezenta certificat ENEC ce va confirma respectarea minim a urmatoarelor standarde:		
	EN 60598-2-3:2003/A1:2011;		
	EN 60598-1:2015;		
	EPRS003:2018		
6.5	Se va prezenta declaratie RoHS care va confirma respectarea standardului:		
	EN 50581		
6.6	Se va prezenta raport de testare pentru Directiva de compatibilitate Electromagnetica (EMC), care va confirma respectarea standardelor: EN 55015, EN 61000-3-2		
6.7	Se va prezenta raport de testare a gradului de etanseitate IP66 ce va confirma indeplinirea valorii minime solicitate. Testul va fi in conformitate cu: EN 60598-1		
6.8	Se va prezenta raport de testare a rezistentei la impact IK ce va confirma indeplinirea valorii minime solicitate. Testul va fi in conformitate cu:		
	IEC/EN 62262		
6.9	Se va prezenta raport de testare masuratori electrice, care va confirma respectarea standardului: IEC 61000-3-2		
6.10	Se va prezenta raport termic, care va confirma respectarea urmatoarelor standarde:		
	EN 60598-2-3		
	EN 60598-2-5		
6.11	Se va prezenta raport de rezistenta la vibratii care va confirma respectarea urmatoarelor standarde: IEC 68-2-6		

6.12	Rapoarte de incercari emise de un laborator acreditat. Se va prezenta licenta de acreditare a laboratoarelor care au emis rapoartele de incercari.		
6.13	Se va prezenta diagrama polară a intensității luminoase și curbele K pentru aparatul de iluminat propus		

F13	Modulul de control instalat pe aparatul de iluminat		
Nr. Crt.	Specificatii tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
	Sistemul solicitat va fi compus din modul de control instalat pe aparatul de iluminat, aplicatia sistemului de telegestiune si interfata utilizator;		
1	Modulul de control instalat pe aparatul de iluminat		
1.1	Modulul va fi conectat direct la aparatul de iluminat printr-un conector standardizat de tip Nema sau Zhaga. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
1.2	Modulul nu necesita nicio programare sau comisionare — este de tip “plug & play”. Odata corpul alimentat electric, serverul va recunoaste, comunica si pozitiona automat corpul de iluminat pe harta online. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
1.3	La momentul instalarii modulul se va auto configura si va furniza minim urmatoarele date despre ansamblu, vizibile in interfata utilizator: - Pozitionare vizuala pe harta sistemului de telegestiune. - Date despre locatie: * Coordonatele GPS * Localitatea * Strada pe care s-a instalat - Detalii despre ansamblu: * producator aparat de iluminat * tip aparat de iluminat * tip conector (Nema / Zhaga) * producator modul de telegestiune - Detalii suplimentare despre aparatul de iluminat: * Tip distributie luminoasa		

	* Temperatura de culoare * Numarul ledurilor * Puterea nominala * Fluxul luminos al aparatului * Culoarea aparatului Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
1.4	Grad de protectie IP66		
1.5	Alimentare 230V CA sau 24V CC ($\pm 15\%$)		
1.6	Putere consumata in operare max 3W.		
1.7	Modulele de control vor fi echipate cu: - modul GPS pentru pozitionare automata - fotocelula pentru controlul aprinderii si stingerii in functie de nivelul iluminarii naturale.		
1.8	Modulul de control comunica cu driverul aparatului de iluminat prin protocoalele de comunicare DALI, DALI2, 1-10V sau D4I; Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
1.9	Modulul de control poate controla prin protocolul DALI/DALI2 cel putin doua dispozitive (drive electronice, rele DALI, etc); Se va prezenta o schema detaliata a sistemului de control, in care se va ilustra in mod evident, componentele, legaturile electrice intre acestea, tipul de semnal sau alimentare pentru fiecare legatura electrica. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
1.10	Preferabil, comunicatia intre componentele sistemului de telegestiune se va face prin sistem wireless.		
1.11	Comunicatia de la modulele individuale la serverul Cloud se face preferabil in mod direct, fara elemente terțe cu rol de concentratoare de date, altele decat modulele de telegestiune montate pe aparatele de iluminat.		
1.12	Preferabil, modulele vor comunica intre ele in mod direct, fara medii intermediare, printr-o retea de comunicatie locala pe orizontala		

	whireless, de tip radio. Se va prezenta fisa tehnica a modulului in care se vor evidentia ambele tipuri de comunicatie (GSM/LT-IOT si RF). Se va preciza protocolul de comunicatie al retelei RF folosite. Se va prezenta o schema detaliata a sistemului de comunicare in care se va ilustra in mod evident, componentele, legaturile electrice intre acestea, retelele de transmisie de date, cu elementele si protocoalele acestora, tipul de semnal sau alimentare pentru fiecare legatura electrica. Reteaua locala RF va asigura o cale redundanta de comunicare cu serverul. In cazul in care unui modul de telegestiune i se va intrerupe comunicatia directa cu serverul, un alt aparat va prelua datele acestuia prin reseaua de comunicatie pe orizontala si le va trimite prin propria retea de comunicatie verticala catre serverul aplicatiei de telegestiune. Chiar daca datele si functionarea este asigurata prin acest mod, defectiunea va fi vizibila in interfata utilizator.		
1.13	Modulul de telegestiune va avea o sursa interna de alimentare proprie de rezerva (ex: baterie interna), independenta de reseaua de alimentare a sistemului de iluminat, ce va permite ca, in cazul unei intreruperi neasteptate a tensiunii, acesta sa transmita ultima inregistrare prin care sa anunte data si ora intreruperii tensiunii, inainte ca aparatul de iluminat sa fie alimentat din nou. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2	Interfata utilizator		
2.1	Accesul in interfata utilizator se va face prin accesarea unui browser web fara a fi necesara instalarea de aplicatii suplimentare. Accesul se va face in mod obligatoriu minim din Microsoft Edge, Google Chrome si Safari. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.2	Accesul in interfata web se face pe baza de nume Utilizator, Parola si autentificare in doi pasi cu generare cod de acces unic transmis prin email sau sms. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.3	Afişarea informaţiilor în interfaţa utilizator web se va face în limba română. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		

2.4	Permite adaugarea manuala de elemente tertie neconectate in interfata sistemului de control si gestiune. Se vor putea adauga minim urmatoarele elemente: - Puncte de aprindere - Aparate de iluminat - Senzori. Fiecare element va avea in cadrul interfetei denumire si pictograma proprie, pentru identificare facila. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.5	Prin interfata utilizator va trebui sa fie posibila pornirea/oprirea/reducerea fluxului luminos la nivelul aparatelor de iluminat, atat individual sau in grup, conform conditiilor impuse prin programe de functionare prestabilite, care pot fi modificate in interfața utilizator in functie de nevoile autoritatii contractante. Utilizatorul va putea identifica vizual faptul ca un aparat functioneaza pe baza unui program de functionare. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.6	Aparatele vor putea functiona pe baza unor comenzi primite de la senzori de ploaie conectati fizic la acestia. Sistemul permite controlul creșterii fluxului luminos pe baza acestora. Prin intermediul sistemului de control, comanda unui senzor poate fi transmisa si unui aparat din vecinatate. De exemplu, un senzor de ploaie montat la primul aparat de iluminat dintr-un sir va controla prin intermediul sistemului de telegestiune inca minim 5 aparate de iluminat din vecinatate. Se vor prezenta scheme electrice detaliate de comanda si integrare senzori in sistemul de telegestiune, in care se vor prezenta dispozitivele electrice necesare procesului, legaturile electrice si de semnal intre acestea si indicarea tipului de alimentare si semnal folosite pe intreg traseul. Transmisia comenzii de la aparatul de iluminat echipat cu senzor catre celelalte aparate se face direct de la aparat la aparat prin retele locale ce vor asigura o reactie instantanee. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.7	Preferabil programarea reactiei aparatelor la senzori, dimmingul acestora si timpii de mentinere, se va face in aceeasi interfata in paralel cu programul de dimming aplicat. Se vor vizualiza in acelasi moment, suprapuse, programul de dimming al aparatului si modul de functionare al acestuia in functie de semnalul senzorului. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica..		

2.8	La realizarea unui profil de dimming, interfata va afisa in aceeasi fereastră, in timp real pe masura crearii profilului, procentul de reducere a consumului fata de functionare 100%. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.9	Interfata utilizator permite modificarea nivelului de focalizare (zoom), putandu-se observa amplasarea individuala a fiecarui punct luminos positionat in teren. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
2.10	Interfata utilizator permite funcționarea, in caz de nevoie, prin intermediul comenzilor manuale, ce vor putea fi transmise cel puțin la nivel de punct luminos și la nivel de grup de funcționare selectat, in "timp real" (timp de raspuns in teren maxim 1 minut; in interfata datele vor fi actualizate in maxim 5 minute); Pentru o securitate sporita: - Comanda manuala se va putea face doar prin reintroducerea parolei utilizator. - Se va stabili un timp in care accesul la comanda manuala este valida (minim 1 minut si maxim 1 ora) - Se va stabili un timp in care comanda manuala este valabila, dupa care sistemul revine la functionarea automata (minim 1 minut si maxim 1 ora). Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.11	Interfata utilizator va permite programarea si reprogramarea facila, a unor profile de functionare aparatelor de iluminat, pentru diferite paliere orare, definite de beneficiar, in functie de densitatea traficului, incadrarea pe strazilor / zone de trafic, evenimente temporare sau de durata lunga, sarbatori. In acelasi calendar de functionare vor putea fi definite zile specifice cu functionare diferita (ex: perioada weekend, sarbatori legale, evenimente locale etc).Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.12	In cadrul interfetei utilizator vor fi afisati minim urmatoorii parametri electrici de functionare la nivel de dispozitiv, precum si ora si data masurarii fiecarui parametru: - energie activa cumulata - puterea activa la momentul verificarii - tensiunea de alimentare la momentul verificarii - factorul de putere - nivelul fluxului luminos al placii led, in procente		

	- orele totale de functionare a placii led - orele totale de functionare ale modulului de telegestiune - orele totale de functionare ale modulului Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.13	Posibilitatea ca utilizatorilor definiti sa li se permita accesul doar la o anumita parte dintre aparatele integrate. De exemplu, un utilizator responsabil pentru gestionarea unei anumite strazi/zona, va avea acces doar la aparatele ce deserveasc acea strada/zona si le va vedea in interfata doar pe acestea, fara sa ii fie afisate si restul aparatelor din sistemul de telegestiune. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
	Interfata utilizator permite definirea de utilizatori în funcție de rolurile alocate de către administratorul sistemului, minim pentru 5 nivele predefinite. Preferabil, administratorul poate crea roluri suplimentare cu functii de acces adaptate la nevoile uilizatorului si alese de catre administrator. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.14	Interfața utilizator permite configurarea pornirii/oprii aparatelor de iluminat în mod automat, în funcție de ceasul astronomic, în combinație cu o fotocelulă proprie, astfel încât să fie asigurată funcționarea optimă a aparatelor de iluminat în funcție și de condițiile meteo și/sau cele locale. Se va putea stabili un timp de intarziere si/sau avans de pornire si/sau oprire a sistemului fata de aceste ore. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.15	Interfata de telegestiune va contine un modul de management a intregului sistem de iluminat public. Se vor putea introduce informatii suplimentare alocate fiecarui aparat de iluminat, referitoare la: - stalp: data de instalare, producator, model, tip, culoare, inaltime - consola: lungime - punct de aprindere Informatiile introduse vor putea fi triate si exportate ca rapoarte (ex: realizarea unui raport cu toate aparatele montate pe stalpi mai mari de 9m)		

	Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.16	Interfata de telegestiune va permite ca in mod automat sa se trimita alerte prin email sau SMS in caz de eroare, pentru: - intreruperea alimentarii electrice a aparaului in preioda orara in care acesta ar fi trebuit sa fie aliment - modificarea nivelului de tensiune cu +/-30% fata de valoarea nominala de functionare a aparatelor. Alertele vor putea fi preprogramate si transmise fara interventie umana atunci cand este indeplinita conditia stabilita pentru transmiterea acestora. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.17	Interfata Utilizator va afisa vizual, diferentiat prin culori, minim urmatoarele : - tipurile de aparate de iluminat in functie de puterea instalata a acestora (sortarea sa se poata face pe valori fixe, definite, sau intervale de valori: ex: intre 0W si 40W, intre 41W si 80W, intre 81 si 160W, peste 161W). - tipurile de aparate in functie de producator - tipurile de aparate in functie de numarul de leduri - tipurile de calendare alocate aparatelor de iluminat - tipuri de aparate clasificate pe functiuni: stradal, treceri de pietoni, pietonal. - punctele de aprindere si aparatele care sunt deservite de acestea - aparatele de iluminat a caror tensiune de alimentare depaseste 230V Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
2.18	Interfata Utilizator va putea afisa o selectie a aparatelor de iluminat in functie de: - aparatele de iluminat ce apartin unui anumit punct de aprindere - aparatele de iluminat ce au tensiunea de alimentare mai mare de 230V (valoarea de referinta a tensiunii este data ca exemplu, aceasta putand fi modificata de utilizator) - aparatele de iluminat destinate iluminatului stradal - aparatele de iluminat destinate iluminatului trecerilor de pietoni - aparatele de iluminat echipate cu modul de telegestiune de la un anumit producator Prin aceasta functie se urmareste posibilitatea afisarii in interfata		

	utilizator doar a aparatelor ce indeplinesc conditiile de mai sus. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		
3	Aplicatia sistemului de telegestiune		
3.1	Este obligatoriu ca aplicatia sa aiba la baza standarde deschise pentru controlul de la distanta al iluminatului public si poate interactiona cu platforme de telegestiune prin API sau preferabil TALQ. Functiuni minime ce trebuiesc sa poata fi integrate prin ajutorul API si TALQ: - Nivelul de iluminare raportat de modulul de telegestiune - Puterea activa consumata de aparatul de iluminat - Tensiunea masurata de modulul de telegestiune a aparatului de iluminat din rețeaua de energie in momentul masurarii. - Curentul consumat de modulul de telegestiune de pe aparatul de iluminat din rețeaua de energie în momentul masurarii. - Puterea reactiva consumata de aparatul de iluminat - Puterea aparenta consumata de aparatul de iluminat - Factorul de putere al aparatului de iluminat - Energia totala activa/reactiva consumata de aparatul de iluminat in momentul masurarii. - Numarul de ore in care aparatul de iluminat a fost alimentata, așa cum este raportat de modulul de telegestiune. - Numarul total de ore in care modulul de telegestiune a fost alimentat pe durata sa de viata.		
3.3	Aplicatia permite vizualizarea si gestionarea: - aparatelor de iluminat controlate echipate cu module de telegestiune - aparatelor de iluminat neconectate la sistemul de telegestiune - infrastructura sistemului de iluminat: stalpi, console, puncte de aprindere, cutii de derivatie, etc - procesului de mentenanta a infrastructurii de iluminat gestionate (emiterea de ordine de lucru, evidenta lor, statusul ordinelor de lucru). Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
3.4	Aplicația permite prin protocoalele standardizate folosite afișarea imaginilor in timp real de la camerele video, informațiilor de la punctele de aprindere etc. Se va prezenta captura de ecran din sistemul de telegestiune cu afisarea imaginilor de la camerele video. Respectarea solicitarilor se va putea verifica la proba practica.		

3.5	Sistemul de control trebuie să fie scalabil, să permită adăugarea în viitor și a altor dispozitive de control /aparate de iluminat, dacă va fi necesar.		
3.6	Permite actualizarea de software pentru dispozitivele de control, fără alte costuri suplimentare în perioada de garanție, prin intermediul rețelei de comunicație, de la distanță, dacă acestea sunt necesare la un moment dat ulterior montajului.		
3.7	Pentru usurinta in utilizare si mentenanta, este de preferat ca sistemul de telegestiune sa beneficieze si de o aplicatie de mobil, (nu doar acces web). Aplicatia va fi disponibila minim pentru sistemul de operare Android si IOS. Accesarea aplicatiei va pozitiona automat utilizatorul pe harta, in locatia in care acesta se afla. Se va prezenta numele aplicatiei iar autoritatea contractanta va verifica existenta acesteia in magazinul de aplicatii (ex: Google Play) si instalarea cu succes, fara costuri, pe un terminal mobil. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
3.8	Sistemul va beneficia de un buton fizic de comanda rapida. Butonul va controla un numar de minim 50 de aparate stabilite de beneficiar iar prin apasarea sa va creste nivelul de iluminat la 100%, indiferent de nivelul de dimming la care se afla in momentul respectiv. Se va prezenta fisa tehnica a butonului si schema de legaturi electrice de legare in sistemul de telegestiune. Respectarea solicitarii se va putea verifica la proba practica.		
4	Condiții privind conformitatea cu standardele relevante		
4.1	Se va prezenta declarație de conformitate a produselor cu cerințele esențiale prevăzute de directivele Uniunii Europene (marca CE) pentru modulele de telegestiune.		
4.2	Se va prezenta certificare ISO 27001/2013 pentru aplicatia de telegestiune ofertata.		
4.3	Se va prezenta certificat de testare CB pentru modulele de telegestiune, ce va confirma conformitatea cu standardele: EN 61347-2-11:2001, EN61347-2-11:2001/A1:2019, EN61347-1:2015, EN61347-1:2015/A1:2021, IEC61347-2-11:2001, IEC61347-2-11:2001/AMD1:2017, IEC61347-1:2015, IEC 61347-1:2015/AMD1:2017		
4.3	Toate caracteristicile solicitate in prezenta fisa tehnica vor fi asumate de catre ofertant si producator, prin semnarea si stampilarea acesteia		
5	Condiții de garanție		

5.1	Componente sistem de telegestiune – minim 5 ani		
6	Conditii post garantie		
6.1	Componente sistem de telegestiune – se inlocuiesc contracost cu componente identice sau versiuni actualizate, cu functiuni similare celor livrate initial – perioada de minim 5 ani		
7	Conditii privind transmisia de date si software de functionare		
7.1	Transmisia si traficul de date, actualizarile de software, gazduirea pe server a datelor – gratuit pe perioada de minim 5 ani.		
8	Conditii privind demonstrarea conformitatii prin proba practica		
8.1	Autoritatea contractanta isi rezerva dreptul de a realiza o proba practica la momentul evaluarii tehnice, prin care se va demonstra indeplinirea tuturor caracteristicilor/functionalitatile solicitate prezentate in documentul "Proba Practica"; ofertantii isi asuma ca la proba practica vor putea fi demonstrate caracteristicile/functionalitatile solicitate;		

F.14 SISTEM SUPRAVEGHERE VIDEO – 8 camere + NVR + UPS			
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Cameră IP: rezoluție min. 4MP (2560×1440), tip bullet exterior		
1.2	Obiectiv: varifocal motorizat 2,8–12 mm (sau fix 2,8 mm)		
1.3	IR nocturn: ≥ 30 m (LED IR integrat)		
1.4	Grad protecție cameră: IP66 / IK10 (vandal-proof)		
1.5	Alimentare: PoE (IEEE 802.3af/at), max. 12 W per cameră		
1.6	Compresie video: H.265+ / H.265 / H.264		
1.7	NVR: 16 canale IP, 16 porturi PoE integrate, buget PoE ≥ 200 W		
1.8	Stocare NVR: 2×2 TB HDD (RAID 1 sau JBOD)		
1.9	UPS: 1.500 VA / 900 W, autonomie ≥ 30 min la sarcină NVR		
1.10	Cablare: UTP Cat6 FTP exterior, în tub PVC D25, îngropat la 0,4 m		
1.11	Număr camere: 8 buc., montate pe stâlpii de iluminat la H=5,5 m		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Înregistrare continuă 24/7 pe toate cele 16 canale		
2.2	Capacitate stocare: min. 14 zile la 4MP / 15 fps per cameră		
2.3	Acces remote: HTTPS, app mobil, compatibil ONVIF		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	ONVIF Profile S/T/G – interoperabilitate		
3.2	NDAA compliant (fără componente din surse restricționate)		
3.3	Certificare CE		

4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție camere + NVR: ≥ 3 ani		
4.2	Garanție UPS: ≥ 2 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet cu: camere, NVR, UPS, HDD-uri, cablare UTP, rack, switch PoE, accesorii montaj		

F.15 ÎMPREJMUIRE PERIMETRALĂ H=2 m – ~430 ml			
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Correspondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip: plasă bordurată zincată, H = 2,0 m		
1.2	Sârmă plasă: Ø 5 mm, zincată la cald, ochi 50×200 mm		
1.3	Stâlpi: rectangulari 60×40 mm, zîncați la cald, cu platbandă ancorare		
1.4	Interax stâlpi: 2,5 m		
1.5	Poartă acces: dublu batant, L = 5 m, H = 2 m, metalică, zincată		
1.6	Fundații: cuzinetă beton C12/15 (40×40×60 cm) per stâlp		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Rezistență la vânt: $\geq 1,0 \text{ kN/m}^2$		
2.2	Rezistență efracție: conform SR EN 1627 (RC2 min.)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	SR EN ISO 1461 – Zincare la cald		
3.2	SR EN 13438 – Panouri gard sudate		
3.3	Certificare CE		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 5 ani (zincare și integritate structurală)		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează cu: panouri plasă, stâlpi, cleme fixare, poartă, boltărie inox		

5.2	Montaj: stâlpi în fundații beton, panouri fixate cu cleme pe stâlpi		
-----	---	--	--

F.16	CONTAINER ECHIPAMENTE TEHNICE – 1 bucată		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Corespondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip: container metalic izolat termic, tip birou/depozit tehnic		
1.2	Dimensiuni orientative: $L \geq 4.000 \text{ mm} \times l \geq 2.400 \text{ mm} \times H \geq 2.600 \text{ mm}$		
1.3	Izolație termică: panouri sandwich 40–60 mm, $U \leq 0,7 \text{ W/m}^2\text{K}$		
1.4	Ușă acces: metalică cu încuietoare, $L \geq 900 \text{ mm}$		
1.5	Ventilație: grilaj ventilație naturală + ventilator		
1.6	Iluminat interior: LED 2×36 W		
1.7	Priză 230 V interior: 1 buc. (pentru scule întreținere)		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Rezistență la coroziune: vopsire epoxidică exterior		
2.2	Grad protecție: IP44 (minim)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	Certificare CE		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet echipat cu: rafturi, iluminat, priză, ventilație		
5.2	Amplasare pe platforma beton C12/15		

F.17	SEPARATOR TRIPOLAR + DESCĂRCĂTOARE ZnO 20 kV – stâlp nr. 1		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Corespondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Separator tripolar orizontal de exterior, acționare manuală cu 2 manete		
1.2	Tensiune nominală: 24 kV		
1.3	Curent nominal: 200 A		
1.4	Curent de scurtcircuit: 31,5 kA / 1s		
1.5	Descărcătoare ZnO 20 kV: 3 buc., montate pe consola CIT 140		
1.6	Descărcătoare: tensiune continuă $U_c \geq 24$ kV, curent descărcare nominal 10 kA		
1.7	Consolă de întindere CIT 140: montată pe stâlpul SC 15014		
1.8	3×LDI (legături duble de întindere cu izolatoare ceramice) pe stâlp existent nr. 6		
1.9	Consolă de derivație CDV 1100: montată pe stâlpul existent SC 15006 nr. 6		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Separator: rezistență intemperii, montaj exterior, -25°C ... +40°C		
2.2	Descărcătoare: clasa de descărcare linie (conform IEC 60099-4)		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	IEC 62271-102 – Separatoare de înaltă tensiune		
3.2	IEC 60099-4 – Descărcătoare cu oxid metalic		

3.3	Norme DEO – echipamente pentru rețeaua de distribuție		
3.4	Certificare CE		
4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet cu: separator, descărcătoare, console, LDI, boltărie, suport metalic zincat		
5.2	Montaj pe stâlp SC 15014 proiectat și echipare stâlp SC 15006 existent		

F.18	TABLOU ELECTRIC CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ (TCEF) – 1 bucată		
Nr. crt.	Specificații tehnice impuse prin caietul de sarcini	Corespondența propunerii tehnice cu specificațiile tehnice impuse prin caietul de sarcini	Furnizor (denumire, adresa, telefon, fax)
0	1	2	3
1	PARAMETRI TEHNICI ȘI FUNCȚIONALI		
1.1	Tip: tablou metalic de interior, IP54, autoportant		
1.2	Dimensiuni orientative: 2.000 × 800 × 2.000 mm (L×A×H)		
1.3	2 uși acces frontal cu încuietoare, vopsire electroforetică RAL 7035		
1.4	Întreprupător general Q0: MCCB 4P/800A/50kA, motorizat (opțional)		
1.5	Întreprupătoare plecări invertoare: Q2...Q5 MCCB 4P/250A/36kA (4 buc.)		
1.6	Plecure servicii interne: Q6 MCB 4P/40A/6kA (către TESI)		
1.7	Descărcătoare SPD AC Tip II: 3P+N, Iimp ≥ 40 kA, Up ≤ 1,5 kV		
1.8	Analizor de rețea: măsurare P, Q, U, I, f, THD, cosφ		
1.9	Bară colectoare Cu, secțiune min. 800 A		
1.10	Bară PE: Cu, secțiune ≥ 120 mm²		
2	SPECIFICAȚII DE PERFORMANȚĂ		
2.1	Rezistență la scurtcircuit: ≥ 50 kA / 1s		
2.2	Ventilație forțată + termostat + încălzire anticondens		
3	CONDIȚII PRIVIND CONFORMITATEA CU STANDARDELE RELEVANTE		
3.1	IEC 61439-1/-2 – Ansambluri de aparataj de joasă tensiune		
3.2	I7-2011 – Normativ instalații electrice		
3.3	Certificare CE		

4	CONDIȚII DE GARANȚIE ȘI POSTGARANȚIE		
4.1	Garanție: ≥ 2 ani		
5	CONDIȚII CU CARACTER TEHNIC		
5.1	Se livrează complet cablat și testat în fabrică, cu schema monofilară pe ușă		
5.2	Se va prezenta schema monofilară de execuție conf. IE19		

ANEXA G — SIMULARE CU PROGRAM DE CALCUL SPECIALIZAT PVSyst

PROIECTANT GENERAL
S.C. CPV ELECTRONIC S.R.L.
 (stampila și semnătura)

