



STUDIU DE FEZABILITATE

PROIECT

DEZVOLTARE CONSTRUCTIE CENTRALA PARC FOTOVOLTAIC, DERULAT PRIN MECANISMUL DE FINANTARE DIN FONDUL DE MODERNIZARE IN ROMANIA, PENTRU SPRIJINIREA INVESTIȚIILOR ÎN NOI CAPACITĂȚI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE PENTRU AUTOCONSUM AL UNITATILOR ADMINISTRATIV TERITORIALE

Solicitant :

Primaria Comunei Dobrun

FOAIE DE CAPĂT

PROIECT :

DEZVOLTARE CONSTRUCTIE CENTRALA PARC FOTOVOLTAIC, DERULAT PRIN MECANISMUL DE FINANTARE DIN FONDUL DE MODERNIZARE IN ROMANIA, PENTRU SPRIJINIREA INVESTIȚIILOR ÎN NOI CAPACITĂȚI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE PENTRU AUTOCONSUM AL UNITATILOR ADMINISTRATIV TERITORIALE

AMPLASAMENT: COMUNA DOBRUN, JUDETUL OLT

NUMAR PROIECT 9/2023

FAZA: STUDIU DE FEZABILITATE

PROPRIETAR : PRIMARIA COMUNEI DOBRUN, JUDETUL OLT

MANAGER DE PROIECT AVANGARDE BRIGHT CONCEPTS SRL, prin CRISTIAN GHEORGHE IACOB, CESGA

PARTE ECONOMICA AVANGARDE BRIGHT CONCEPTS SRL, prin CRISTIAN GHEORGHE IACOB, CESGA

AUDITOR ENERGETIC : CONSVIZOR SRL prin CIPRIAN ADASCALULUI

CUPRINS:

PIESE SCRISE

- **FOAIE DE CAPĂT**
- **CUPRINS**
- **LISTA CU SEMNĂTURI**
- **MEMORIU TEHNIC GENERAL**

PIESE DESENATE

PLAN ÎNCADRARE ÎN ZONĂ	A0
PLAN DE SITUAȚIE	A1

LISTA CU SEMNĂTURI

MANAGER DE PROIECT: EC. IACOB CRISTIAN GHEORGHE, CESGA
AVANGARDE BRIGHT CONCEPTS SRL



AUDITOR ENERGETIC: ING. ADASCALULUI CIPRIAN, autorizat ANRE, AB
CONSVIZOR SRL



PARTEA ECONOMICA: EC. IACOB CRISTIAN GHEORGHE, CESGA
AVANGARDE BRIGHT CONCEPTS SRL



AMPLASAMENT: COMUNA DOBRUN, JUDEȚUL OLT

NUMAR PROIECT: 9 / 2023

FAZA: STUDIU DE FEZABILITATE

PROPRIETAR : PRIAMRIA COMUNA DOBRUN, JUDEȚUL OLT

MEMORIU TEHNIC GENERAL

1. DATE GENERALE

1.1.Denumirea obiectivului de investiții:	DEZVOLTARE CONSTRUCTIE CENTRALA PARC FOTOVOLTAIC, DERULAT PRIN MECANISMUL DE FINANTARE DIN FONDUL DE MODERNIZARE IN ROMANIA, PENTRU SPRIJINIREA INVESTIȚIILOR ÎN NOI CAPACITĂȚI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE PRODUSĂ DIN SURSE REGENERABILE PENTRU AUTOCONSUM AL UNITATILOR ADMINISTRATIV TERITORIALE
1.2.Ordonator principal de credite/investitor:	MINISTERUL ENERGIEI PRIN FONDURILE ALOCATE DIN FONDUL PENTRU MODERNIZARE (FM)
1.3.Ordonator de credite (secundar/terțiar):	PRIMARIA COMUNEI DOBRUN, JUDETUL OLT
1.4.Beneficiarul investiției:	PRIMARIA COMUNEI DOBRUN, JUDETUL OLT
1.5.Elaboratorul studiului de fezabilitate:	AVANGARDE BRIGHT CONCEPTS, CUI: RO 40124334 Ec. IACOB CRISTIAN GHEORGHE, CESGA CONSVIZOR SRL CUI: 24728355 Ing. ADASCALULUI CIPRIAN

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

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

Nu a fost elaborat un studiu de fezabilitate

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE:

Considerente generale Proiect de Investiție Comuna Dobrun

Proiectul are ca scop sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru consum propriu în cazul Unităților Administrative Teritoriale.

Beneficiarul Primăria Comunei DOBRUN solicită întocmirea studiului de fezabilitate pentru o centrală electrică fotovoltaică (CEF) pe o suprafață alocată de către beneficiar, ce va produce energie verde, cu o putere instalată de **100kWp, care va fi utilizată, 100% pentru consumul propriu** al localității pentru acoperirea consumului propriu de energie. Având în vedere potențialul solar al locației și cererea de energie electrică ce poate fi obținută din surse regenerabile, investiția propusă poate fi considerată ca fiind una strategică, rezultatul final fiind producerea de energie electrică "verde" cu un randament foarte bun. Înființarea parcului va duce la o exploatare eficientă a potențialului energetic al zonei, precum și la creșterea interesului general pentru producerea de energie electrică obținută din surse regenerabile. **Fundamentarea necesarului de energie** este dat de facturile de energie și de centralizarea tabelară atașată pentru consumul curent, dar și de documentație privind proiectele din viitorul apropiat ce urmează a fi implementate în Comuna și care vor aduce o suplimentare de consum de energie electrică.

Proiectul de investiție a fost aprobat prin **Hotărâre de Consiliul Local**, în condițiile legislației aplicabile, prin care Unitatea Administrativ Teritorială își asumă asigurarea cofinanțării proiectului și acoperirea contravalorii cheltuielilor neeligibile. Hotărârea Consiliului Local face parte din documentația atașată.

Prin Proiect se realizează o investiție cu 100% finanțare din Fondul de modernizare pentru cheltuielile eligibile și totodată se realizează o economie la bugetul local prin utilizarea energiei verde. Cheltuielile de funcționare ale parcului, încadrate ca și cheltuieli neeligibile, sunt situate sub economia realizată, ceea ce conferă un flux de numerar pozitiv și o rată de

rentabilitate internă pozitivă, după cum reiese din analiza financiară în Capitolul separat din prezentul Studiu de Fezabilitate

De asemenea Proiectul de investiție propus prin prezentul Studiu de Fezabilitate se încadrează în cerința din Ghidul de proiect privind **productia minimă**, fiind o capacitate solicitată de 100kwp este peste minimul de factor de capacitate de 11,4%, reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcționare.

În echipa de elaborare prezentului studiu de fezabilitate face parte **personal autorizat de către A.N.R.E.** în domeniul proiectării instalațiilor electrice, fundamentat prin documentul atașat privind Adeverința emisă de A.N.R.E. 202114018 din 11.11.2021, prin care se conferă calitatea de electrician autorizat d-lui Ciprian Adascalului grad IIA, IIB.

Prezentare context

Preocuparea țărilor membre ale Uniunii Europene pentru asigurarea independenței energetice și dezvoltare durabilă, în principal prin utilizarea unor surse de energie regenerabilă și nepoluată, este reflectată în cadrul legislativ adoptat, la care țara noastră este activ implicată.

Decarbonizarea sistemului energetic al UE este esențială pentru atingerea obiectivelor climatice stabilite pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și **dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.**

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32% din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030.

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a **Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE)**

2018/2001 pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 %, până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul **Acordului de la Paris**.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

La momentul actual, **Directiva (UE) 2018/2001** a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul **Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. În acest sens, acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- **Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;**
- **LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie cu modificările și completările ulterioare**
- Ord. 85/2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile de referință. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel

național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015.

Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile. Aceste investiții inițiale reprezintă, de asemenea, o ocazie de a înscrie decisiv Europa pe o nouă traiectorie de creștere durabilă și favorabilă incluziunii. Pactul ecologic european va accelera și va sprijini tranziția necesară în toate sectoarele.

Obiectivele ambițioase în materie de mediu ale pactului nu vor putea fi realizate prin eforturile izolate ale Europei. Drept urmare au fost instituite mai multe mecanisme de finanțare pentru decarbonarea sectorului energetic pentru a sprijini obiectivele stabilite:

1. **Facilitatea de Redresare și Reziliență**, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. 37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.

Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile, România va alocă în jur de 460 mil. Euro.

2. **Mecanismul de Tranziție Justă, factorul cheie al Pactul Verde European**, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. **Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile**, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie.

4. **Fondul pentru Modernizare** se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.

5. **Fondul pentru Inovare** (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la 83,59 EUR/certificat la finalul lunii ianuarie 2022, după cum se poate observa și figura de mai jos, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MWt a crescut sensibil.

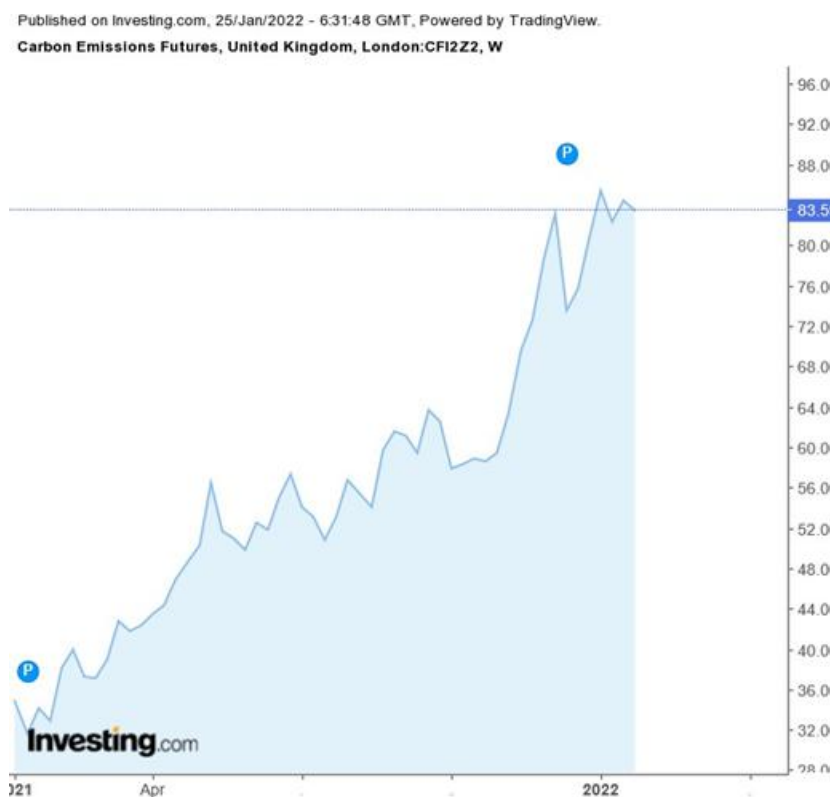


Fig. privind – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 01.01.2021 – 24.01.2022

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat Fit for 55, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO₂ pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO₂ echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

În ceea ce privește ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie, Fit for 55 crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030.

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțărilor pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWh produs.

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un factor de emisii specifice mai mare de 100 gCO₂/kWh produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabile, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

2.2.2. Energia fotovoltaică

Energia fotovoltaică este una din principalele surse de energie regenerabilă, fiind valorificată pe scară largă în majoritatea țărilor din Uniunea Europeană. În câteva țări prețul energiei fotovoltaice la tensiune joasă a devenit comparabil cu cel al energiei clasice (de 2-3 ori mai mare decât prețul în România) ceea ce a condus la reducerea subvențiilor specifice (sunt deja instalate sisteme fotovoltaice cu puteri de 5.000MW (Spania), 17.000MW (Italia), 35.000MW (Germania)). În scopul îndeplinirii angajamentelor asumate prin semnarea protocolului de la Kyoto privind protecția mediului și a prevederilor directivei 2009/28 România a adoptat Strategia de valorificare a surselor regenerabile de energie. Obiectivele urmărite prin strategie sunt: promovarea, valorificarea și folosirea crescândă a noilor surse regenerabile de energie, prin intermediul proiectelor care vizează realizarea instalațiilor ce au ca scop valorificarea și folosirea surselor regenerabile de energie nefosile.

Energia solară constituie una din potențialele surse energetice nepoluante, folosită fie la înlocuirea definitivă a surselor convenționale de energie (precum cărbune, petrol, gaze naturale etc) fie la folosirea ei ca alternativă la utilizarea surselor convenționale de energie mai ales pe timpul verii;

cea de a doua utilizare este în momentul de față cea mai răspândită utilizare a energiei solare în lumea întreagă.

Cel mai evident avantaj pe care energia solară îl are pentru utilizare este acela că nu produce poluarea mediului înconjurător, este deci o sursă de energie curată; utilizarea sa nu constituie deasemenea nici sursă de zgomot sau de radiații.

Un alt avantaj major al energiei solare este faptul că sursa energetică pe care se bazează întreaga tehnologie solară este gratuită.

Nu în ultimul rând un alt argument favorabil utilizării energiei solare este cel legat de instalațiile/ echipamentele folosite. Dintre toate sursele de energie ce intră în categoria surselor ecologice și regenerabile (eoliană, hidro, geotermală, energia mareelor) energia solară se remarcă prin instalațiile simple și cu costuri reduse ale acestora. Prin tehnologia fotovoltaică (PV) se produce energie electrică din energie solară (lumina); pentru realizarea efectului fotovoltaic, sunt folosite materiale cu calități speciale (semiconductoare), în care se generează electroni sub influența luminii solare. Cel mai utilizat material semiconductor este siliciul (Si este al doilea material, ca abundență, de pe Pământ). Sub acțiunea luminii incidente pe semiconductor este generat curent continuu (c.c.); pentru a transforma curentul continuu în curent alternativ (c.a.) se utilizează invertor. În figura 1 este reprezentată schema de principiu pentru funcționarea sistemelor fotovoltaice.

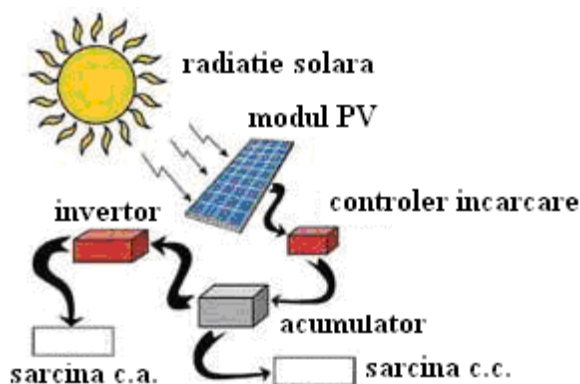


Figura privind : Definierea schematică a tehnologiei sistemelor fotovoltaice

Evoluția foarte rapidă a tehnologiilor de producție a făcut ca în mai puțin de 10 ani să se treacă de la prima tehnologie comercială de producere a modulelor solare, cea pe bază de Si monocristalin, la încă cinci noi tehnologii, și anume:

- Si amorf (stabilitate în timp diferită și eficiențe diferite); producători în Japonia, SUA, Europa, China;
 - mono joncțiune: 4-5%
 - dublă joncțiune: 6-7%
 - triplă joncțiune: 8-9%, cea mai stabilă.
- CIS și CIGS (CuInSe(S), Cu In GaSe(S); producători în Germania, SUA;
 - stabilitate bună;
 - probleme privind reproductibilitatea;
- CdTe (maximul de absorbție coincide cu emisia maximă solară); producători în Germania, SUA;
 - problema nerezolvată este existența Cd în compoziție;
 - recuperarea Cd se face de către firmele producătoare;
- Si amorf / Si cristalin în strat subțire – tandem: >10%; producători în Japonia;
- Si cristalin în strat subțire: >10%; producători în Germania.

Tehnologiile având la bază Si cristalin în cele trei varietate ale sale Si monocristalin, Si policristalin și Si amorf domină piața cu o cotă ce depășește 90 %; în această categorie ponderea tehnologiei Si policristalin crește constant în defavoarea tehnologiei Si monocristalin. În afara prețului, la selectarea unei variante tehnologice de modul fotovoltaic pentru realizarea unei centrale fotovoltaice, un element important ce trebuie avut în vedere îl constituie eficiența de conversie energetică a sistemului.

În tabelul 1 se prezintă o comparație între celulele fotovoltaice având la bază diverse tehnologii de producere.

Sistem fotovoltaic	Eficiență conversie energetică (%)		
	celule, în condiții de laborator, max	module, în condiții de producție, max	ha/MW(*)
Si monocristalin (c-Si)	25,0	22,9	1.5 -1.8

Si policristalin (mc-Si)	20,4	18,5	1.6 - 2.0
CdTe	17,3	12,8	2.5 - 3.5
a-Si/ μ c-Si	12,5	10,4	3 - 4
CIS (CIGS)	20,3	15,7	2.5 – 3.5

(*)Suprafata unitara depinde foarte mult de topologia sistemului – unghiurile si distantele folosite la amplasarea sirurilor. Suprafetele unitare sunt aproximative si calculate in raport cu unghiul de elevatie (de umbrire) de 15 - 22grade, inclinarea modulelor de 25 - 35grade si variatie de azimut.

Tabel 1 : Comparatie tehnologii celule fotovoltaice

In figura de mai jos se prezinta o celula solara cu siliciu din punct de vedere functional

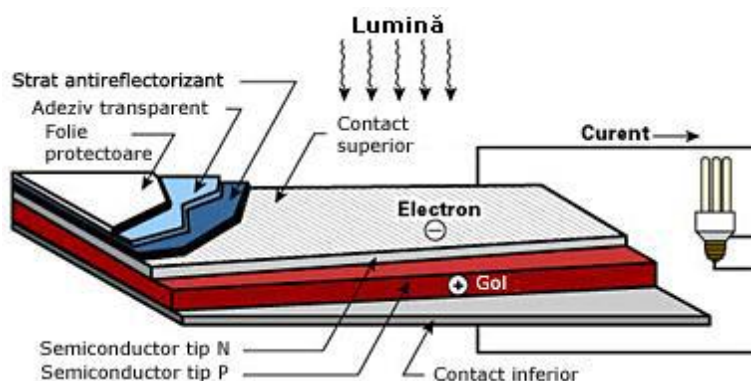


Fig. 2 Schema funcțională pentru celulă solară cu Si

Din punctul de vedere al pretului si eficientei precum si al ocuparii unitare pe suprafata detinuta, se concluzioneaza ca tehnologia Si policristalin (in speta de eficienta comerciala > 19%) este cea mai potrivita pentru acest tip de proiect, pentru suprafata detinuta si pentru nivelul costurilor pe echipamente care se vor atinge. Celelalte tehnologii nu se incadreaza in limitele de suprafata, costuri ale modulelor/cadrelor de montare si pragul de putere ce se doreste atins.

Elementele care stau la baza elaborării proiectului, în conformitate cu legislația în vigoare, tin cont de :

1. Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
2. Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute învedere;
3. Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate;
4. Valoarea totală a investiției.

Soluția tehnică adoptată prin proiect are impact pozitiv în ceea ce privește:

- reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an -

cărbune, gaz natural;

- o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;
- creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate
- creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.
- punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

2.2.3. Avantajele datorate implementării proiectului sunt:

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție și transport al energiei electrice;
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
- Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;
- Eficientizare energetică la nivel de Unităților Administrative Teritoriale (UAT) și nu numai;
- Economie la bugetele locale ale Primăriei.

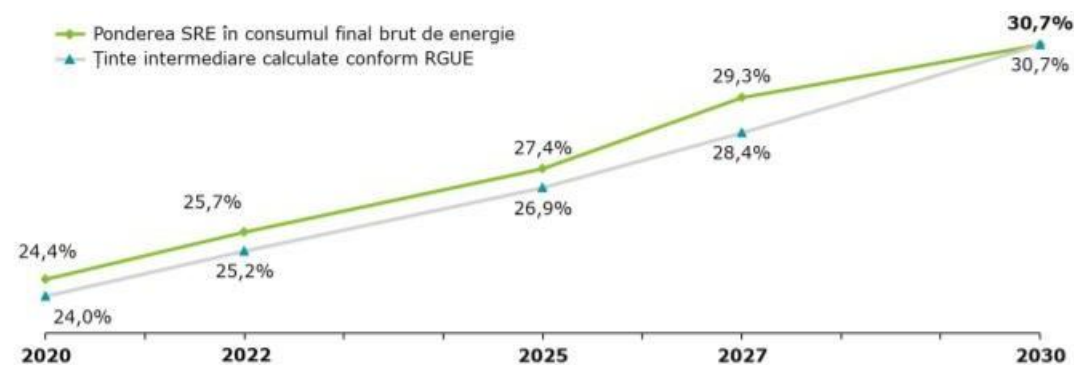
2.3 ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acestora, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate



Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030. Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

Fig. 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

Contribuția României la atingerea țărilor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din **figura** de mai jos, pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

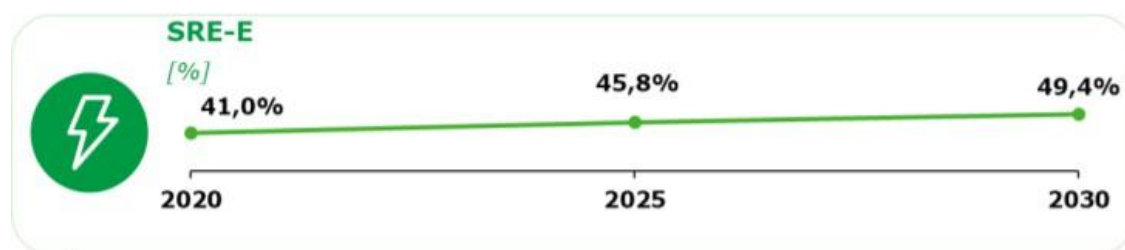


Fig. privind – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [3], traiectoriile estimate, defalcate per tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în **figura** de mai jos.

ktep	2020	2025	2030
Hidroenergie ¹⁴	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian ¹⁵	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	2,228,4	2.788,7	3.175,2

ktep	2020	2025	2030
Consum final de energie	3.481,2	3.892,1	4.026,5
Căldură derivată	76,2	170,0	263,7
Pompe de căldură	-	55,0	119,6
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile în sectorul Încălzire & Răcire	3.557,4	4.117,0	4.409,8

ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I ¹⁶	505,7	490,5	474,3
Biocarburanți de generația a II-a ¹⁷	-	40,5	63,6
Total consum final brut de energie din surse regenerabile în sectorul transporturilor	635,4	728,4	989,9

Figura privind – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3].

2.3.1.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor șimăsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în figura de mai jos .

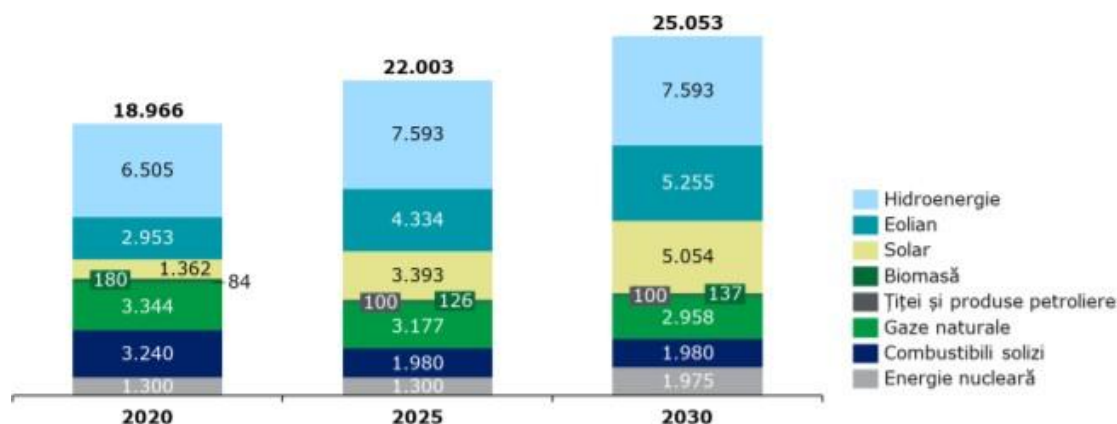


Fig. privind – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3]

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în [3], noile capacități nete de

producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) EOLIAN:

- ☐ + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- ☐ + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- ☐ + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- ☐ + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) FOTOVOLTAIC:

- ☐ + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- ☐ + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- ☐ + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- ☐ + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;
- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în primplan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvantei acestuia.

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de

dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh între statele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându- se între 66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite. Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018- 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 113,37% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingentelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de

interconectare de cel puțin 113,37% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acesteia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970.

Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

Se estimează că cererea de energie va crește cu 4,6% în anul 2022, depășind astfel valorile anterioare pandemiei COVID-19, cu toate că în anul 2020 a fost înregistrată cea mai mare scădere a cererii de energie de la al Doilea Război Mondial până în prezent, de peste 4%.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [5], abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice.

Costul marginal pe termen lung (**CMTL**) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat. Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic.

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente, complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale (CAPEX) practic nule – modernizarea acestora

generând un CAPEX pentru dezvoltare neglijabil prin comparație cu CAPEX-ul inițial. Se recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate (TOTEX) pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia [9], pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.

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

2.4.1. Cererea și oferta de energie în piață

Din punct de vedere al analizei congestionării rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport.

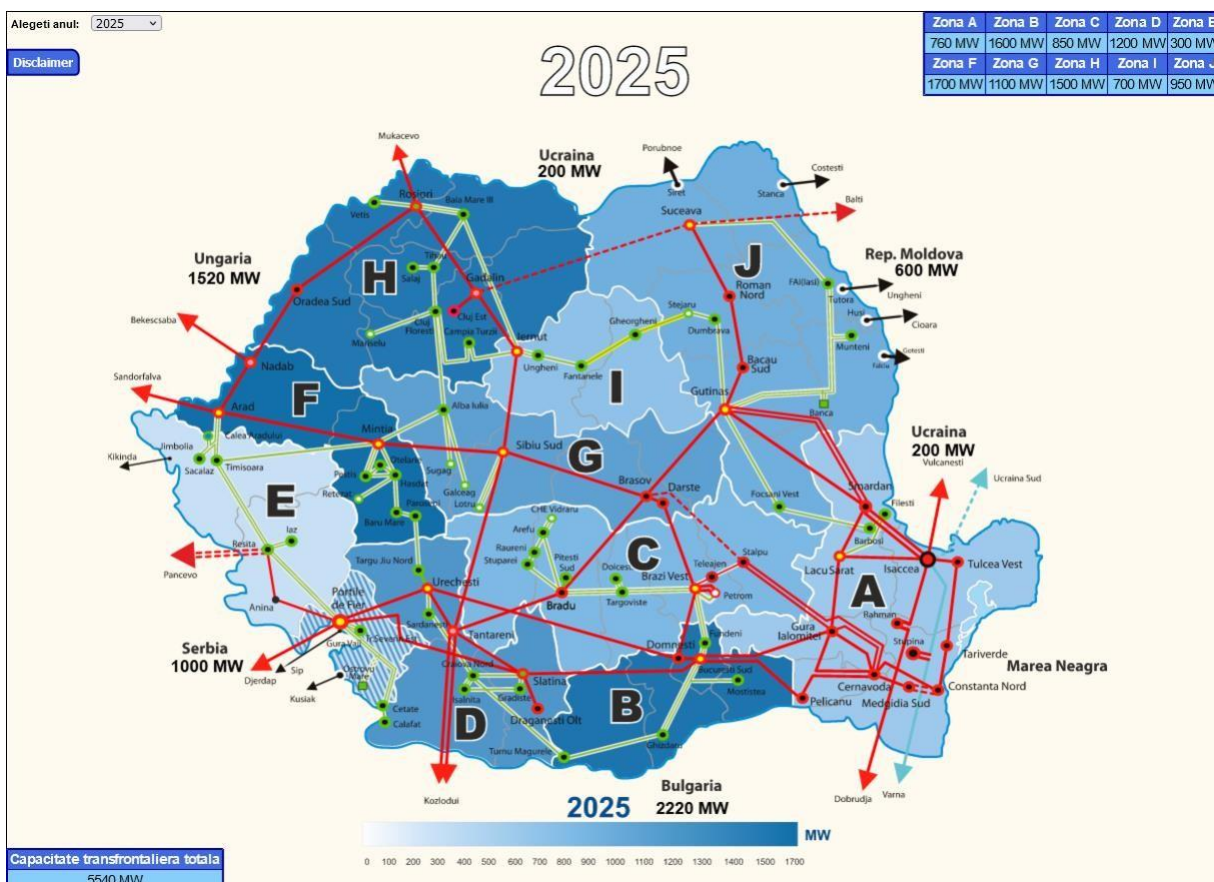


Fig. privind – Harta capacităților disponibile în rețeaua electrică de transport din România,

În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe evoluția istorică a pietelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM).

Se observă în figura de mai jos, că în perioada de analiză 11.09.2020 – 23.03.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 100%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține termen mediu / lung.

Cu toate acestea, conform literaturii de specialitate, rapoartelor Comisiei Europene și experienței Prestatorului, o rată de creștere a prețului energiei electrice în perioada 2022 – 2050 cuprinsă între 8 și 20%/an este realistă, ca urmare a eforturilor financiare generate de tranziția Comunității Europene către Sustenabilitate.

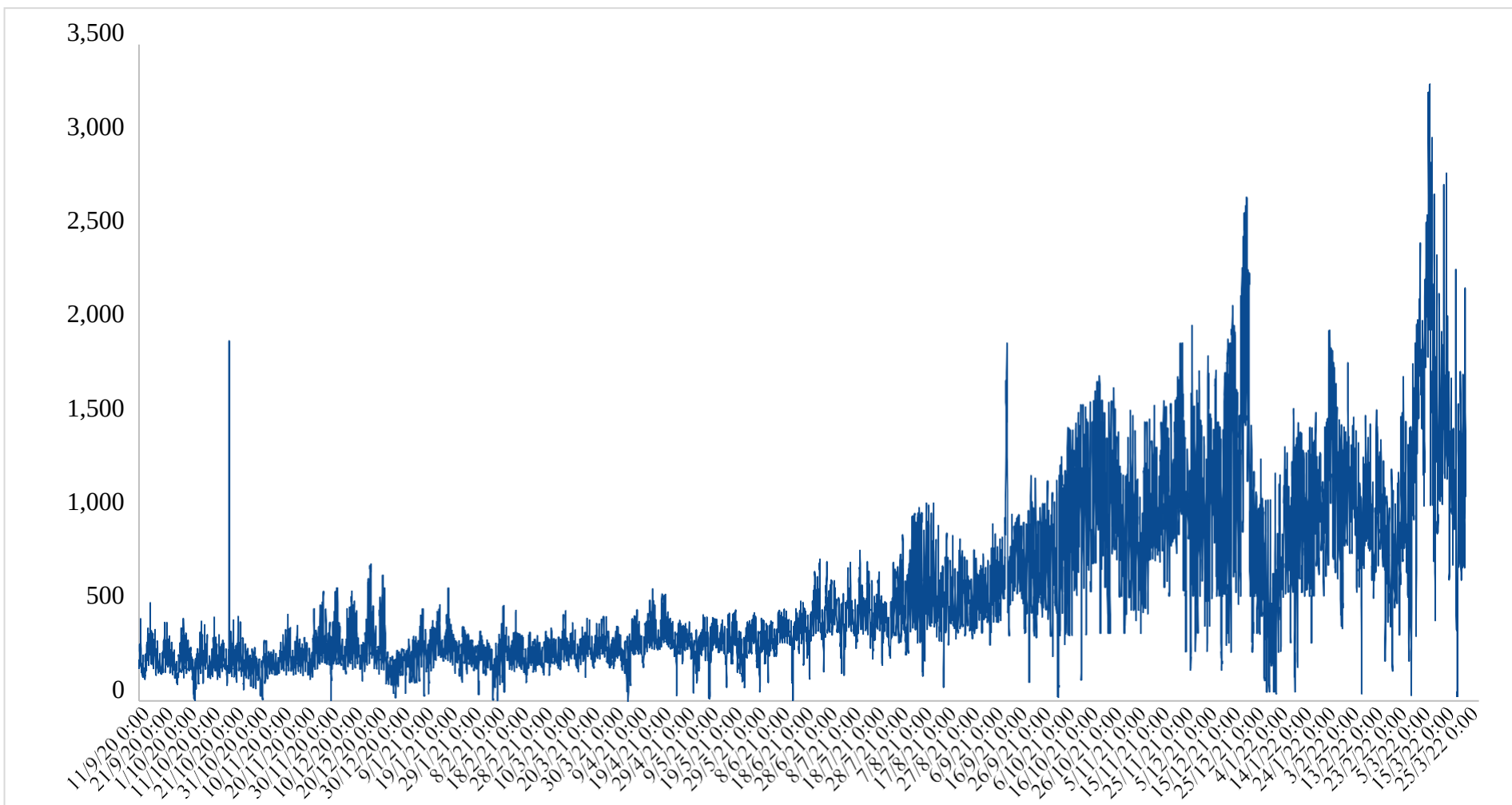


Figura privind - Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 23.03.2022

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 23.03.2022 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa că există un ușor dezechilibru între Cererea de energie electrică și Oferta de energie electrică disponibilă pe plan național, fapt ce a condus la importuri de energie aproape în fiecare interval de decontare / tranzacționare din perioada de analiză.

Există așadar un deficit aproape constant de energie electrică la nivelul OPCOM, fapt ce susține necesitatea dezvoltării proiectului propus în prezenta lucrare.

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, Prestatorul a realizat o analiză orară, multi lunară, a acestor valori. Matricea de repartiție orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, va fi prezentată în **tabelul** de mai jos

Tabelul privind Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 – 23.03.2022)

ORA	Luni	Marți	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	483,75	491,14	520,96	548,20	549,25	527,77	517,41
1:00	413,58	452,49	459,77	4813,376	483,63	453,58	489,44
2:00	384,38	384,83	425,92	443,04	436,92	419,45	460,64
3:00	346,48	358,48	391,04	409,86	392,43	387,04	414,43
4:00	324,18	335,90	372,51	375,72	369,48	362,26	401,51
5:00	310,47	343,87	377,59	384,29	377,84	363,60	385,95
6:00	331,81	398,03	440,73	447,33	426,44	413,78	403,48
7:00	393,04	516,14	554,45	5513,375	547,56	504,60	437,42
8:00	437,52	646,25	666,01	683,95	650,92	595,27	482,87
9:00	479,31	724,08	754,96	772,30	725,51	650,08	523,51
10:00	500,90	729,80	752,60	764,33	712,50	646,73	536,17
11:00	489,54	685,25	698,25	710,61	668,70	604,69	526,53
12:00	4813,378	650,32	661,31	660,01	628,44	567,92	514,75
13:00	483,56	638,63	635,81	645,34	609,43	549,50	499,92
14:00	449,15	631,31	620,79	631,49	583,35	537,66	476,68
15:00	436,08	628,36	610,80	616,21	562,32	521,96	465,94
16:00	467,78	642,82	646,86	641,38	591,68	541,27	489,48
17:00	529,29	6713,373	689,30	674,41	643,97	587,56	529,79
18:00	585,81	722,72	742,31	725,86	697,22	654,34	585,79
19:00	688,76	777,44	804,13	791,13	769,31	718,88	658,17
20:00	735,69	801,04	837,48	834,89	793,19	746,66	698,67
21:00	7113,375	753,63	788,81	788,52	743,89	707,58	689,54
22:00	646,40	654,22	693,03	683,32	646,41	632,95	627,04
23:00	571,96	582,33	620,19	609,23	575,33	573,34	552,80

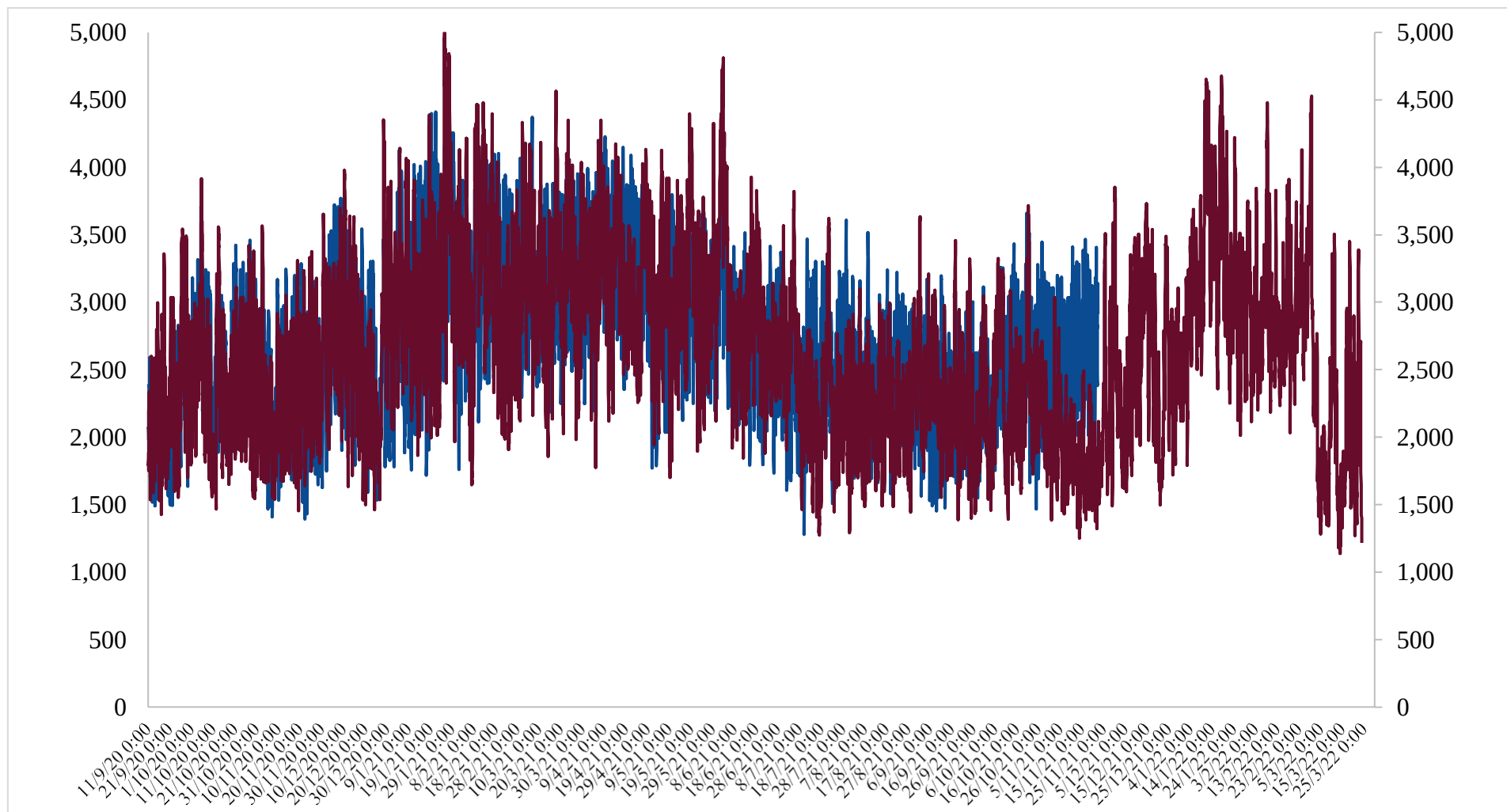


Figura privind - Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -23.03.2022

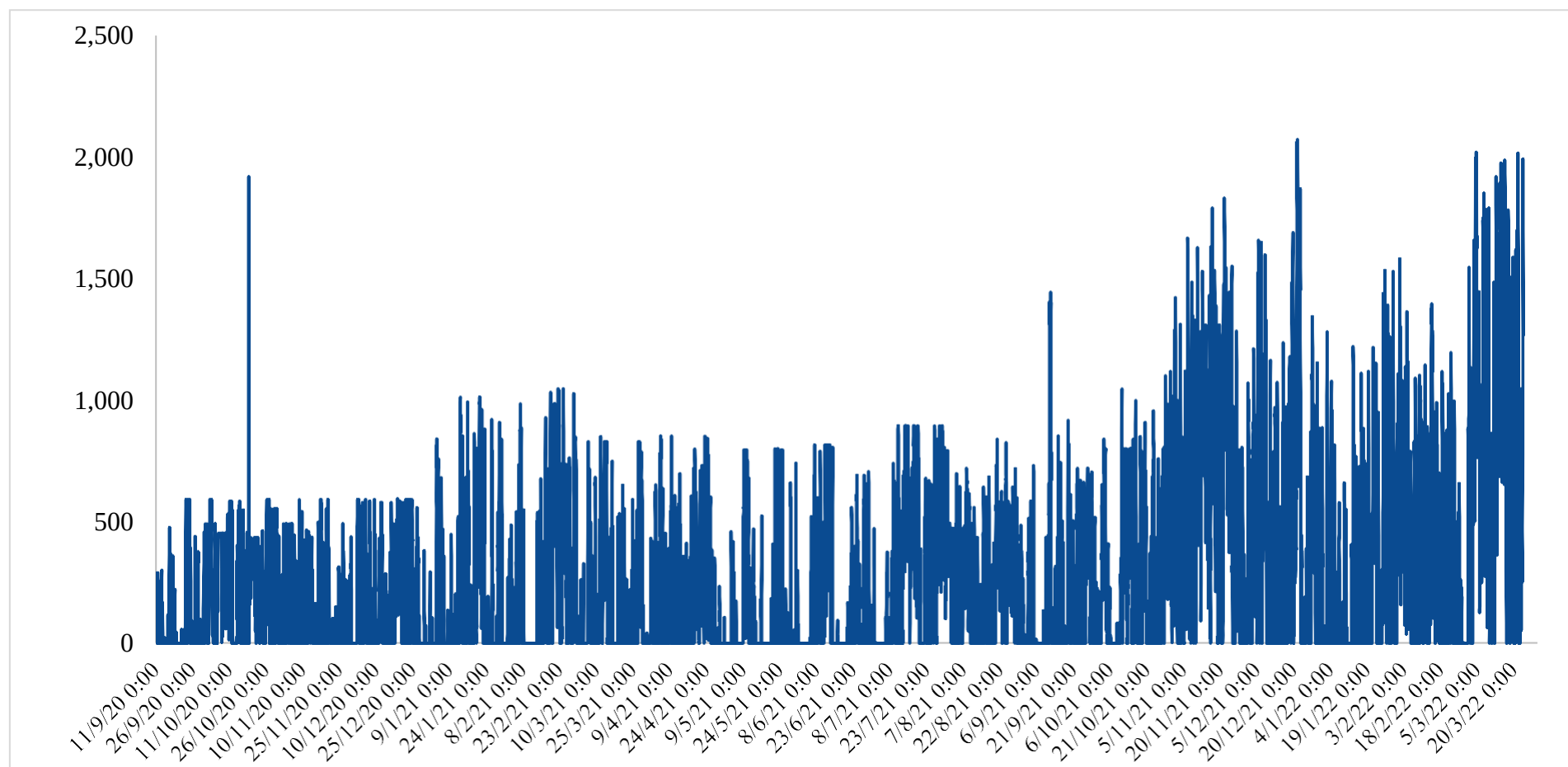


Fig. privind - Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -23.03.2022

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

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

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

Sectorul energetic reprezintă o sursă de poluare importantă, ca urmare a extracției, prelucrării și arderii combustibililor fosili. În anul 2019, din arderea combustibilului pentru producerea de energie au rezultat circa 88% din emisiile totale la nivel național de NO_x, 90% din cele de SO₂ și 72% din cantitatea de pulberi în suspensie evacuate în atmosferă.

Gazele cu efect de seră, identificate de Protocolul de la Kyoto sunt:

- dioxid de carbon -CO₂
- metan -CH₄
- protoxid de azot -N₂O
- hidrofluorocarburi -HFC-uri
- perfluorocarburi -PFC-uri
- hexafluorură de sulf -SF₆

Dioxidul de carbon echivalent (CO₂ eq) este unitatea de măsură universală utilizată pentru a indica potențialul global de încălzire a celor 6 gaze cu efect de seră. Dioxidul de carbon (CO₂) este gazul de referință cu ajutorul căruia sunt calculate și raportate celelalte gaze cu efect de seră. Datorită adoptării surselor de energie electrică, în anul 2020, comparative cu anul 2019, gazele cu efect de seră au înregistrat un declin de 13.3%, conform studiilor efectuate de către Comisia Europeană.

Dioxidul de carbon rezultat în urma procesului de producere a energiei va fi în continuare o problemă pentru civilizație. Numai Europa contribuie cu aproximativ 27% la emisiile de CO₂ ale omenirii.

Tehnologiile actuale de producere a energiei determină cea mai mare parte a poluării atmosferei și datorită cantităților mari de dioxid de carbon, sunt acuzate de accentuarea efectului de seră. De

aici pornește ideea că prețul real al energiei este, de fapt, mult mai mare decât cel plătit de consumatori, datorită așa-numitelor costuri externe. Aceste costuri sunt suportate de întreaga societate, deși marii consumatori sunt primii beneficiari ai producției de energie electrică. Într-o analiză mai atentă, țările sărace plătesc costuri externe pentru factorii poluanți din țările mari consumatoare și producătoare de energie. În România, producția de energie electrică este realizată cu tehnologii în mare parte vechi, puternic poluante.

În Tabelul 2 sunt date estimările emisiilor specifice de noxe pe kWh pentru un număr de 47 termocentrale.

Tabel 1. Cifre medii ale emisiilor specifice de noxe la producerea energiei (per kWh).

Tipul emisiei	În România	În Danemarca
Bioxid de carbon	2.170 g	850 g
Bioxid de sulf (SO ₂)	46 g	2,9 g
Oxizi de azot (NO _x)	5,1 g	2,6 g
Pulberi	7,47 g	5,5 g

Sistemele de conversie a surselor regenerabile de energie au o serie de calități care le fac foarte atractive atât pentru producerea de energie electrică și/sau termică în zone încă neelectrificate și chiar pentru producerea cantitatilor mari de energie, în sensul că sistemele de conversie a sistemelor regenerabilelor de mari dimensiuni, legate la rețea, pot avea o pondere importantă în balanța energetică.

Sursele regenerabile de energie au două calități esențiale care le înscriu în strategia globală a dezvoltării durabile:

- au emisii zero și nu depind de o infrastructură de aprovizionare, adică se auto- generează.

Biomasa este totuși o excepție între cele 5 surse regenerabile de energie recunoscute ca atare: energia solară, energia vântului, energia hidroelectrică, biomasa și energia geotermală.

Sursele regenerabile de energie sunt cele mai curate surse de energie din punct de vedere ecologic. În România, potențialul solar este suficient de bun pentru implementarea sistemelor de conversie a energiei solare, fie în energie electrică - aplicații fotovoltaice, fie în energie termică - aplicații ale colectoarelor solare, pentru prepararea apei calde

2.4.1. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cereii. Previziuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta

de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate, scăzând cu 6%/an până 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din perioada de referință.

Potrivit PNIESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 49,4% în consumul de energieelectrică, 33% în încălzire și răcire și 14,2% în transporturi.

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

2.4.2. Contracte bilaterale

Contractele bilaterale contracte sunt încheiate de producători cu diverse categorii de cumpărători: utilități și traderi care vor să-și asigure o cotă de regenerabile pe termen lung în portofoliu, corporații mari consumatoare de electricitate, care-și doresc să-și asigure energia în mod sustenabil pe termen lung, sau entitățile din industria grea, care vor să-și asigure pe termen lung un grafic clar al costului energiei. Astfel, contractele bilaterale (PPA-uri) oferă opredictibilitate a veniturilor pe termen lung, reducând din volatilitatea fluxurilor de numerar (cash flow).

Contractele bilaterale revin din ce în ce mai des în agenda publică, întrucât în ultimii ani se vorbește din ce în ce mai mult de transformarea și reconfigurarea mixului energetic al României, în contextul noilor ținte de decarbonizare stabilite la nivel european. Această piață a fost în curs de reglementare din anul 2019, investitorii din energie cerând de mai multă vreme introducerea în legislație a posibilității încheierii de contracte bilaterale, pe termen lung, negociate direct.

2.4.3. Potențialul solar al României și a zonei de investiții vizată prin SF

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.300 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. Fig. 2.11). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600

kWh/m²/an.

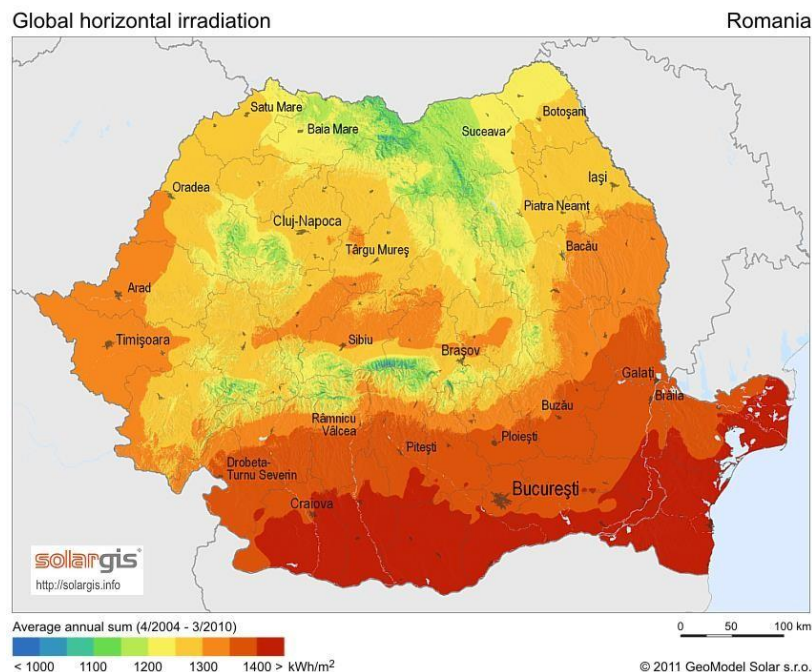


Fig. Privind – Harta României privind Potențialul Solar

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea defonduri nerambursabile prin Fondul de Modernizare a Romaniei

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEIPUBLICE

Prin implementarea Proiectului de producere a energiei electrice din surse regenerabile, in UAT vizat, Comuna Dobrun, sub forma unei centrale fotovoltaice având o putere instalată de 100kWp se urmărește creșterea de energie produsă din surse regenerabile la nivelul României și, aşadar, contribuția la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ”CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ”, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin dezvoltarea unui parc

fotovoltaic avnd ca beneficiar, UAT Comuna Dobrun, destinat consumului propriu prin finantare obtinuta 100% din Fondul de Modernizare in Romania

Obiective specifice:

- Crearea unui parc fotovoltaic cu putere instalată de 100kWp, până la data limita de implementare Proiect.
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea combustibilului fosil din mixul energetic conform strategiei energetice nationale. Mai exact, un exemplu este acela ca se vizeaza inlocuirea cetrelelor pe lemne cu centrale electrice, cu precadere in regiunile unde nu sunt gaze naturale.
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.
- Acoperirea intr-o cat mai mare masura a necesarului de consum de energie electrica actual, cat si cel prognozat la nivelul intregului UAT

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

În conformitate cu prevederile HG 907/ 2016 pentru privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice se vor propune și se vor prezenta minim două scenarii/ opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții.

Nu a fost elaborat un studiu de fezabilitate pentru obiectivul mai sus menționat și există doar un proiect al bugetului comunei până în anul 2020, și în acest caz proiectantul a elaborat două scenarii tehnico economice prin care obiectivele proiectului de investiții pot fi atinse

Proiectul are la bază construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată la sol în județul OLT , Comuna Dobrun, sat Zorlesti, cu destinație de a acoperi o parte din consumul propriu al localității. Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă.

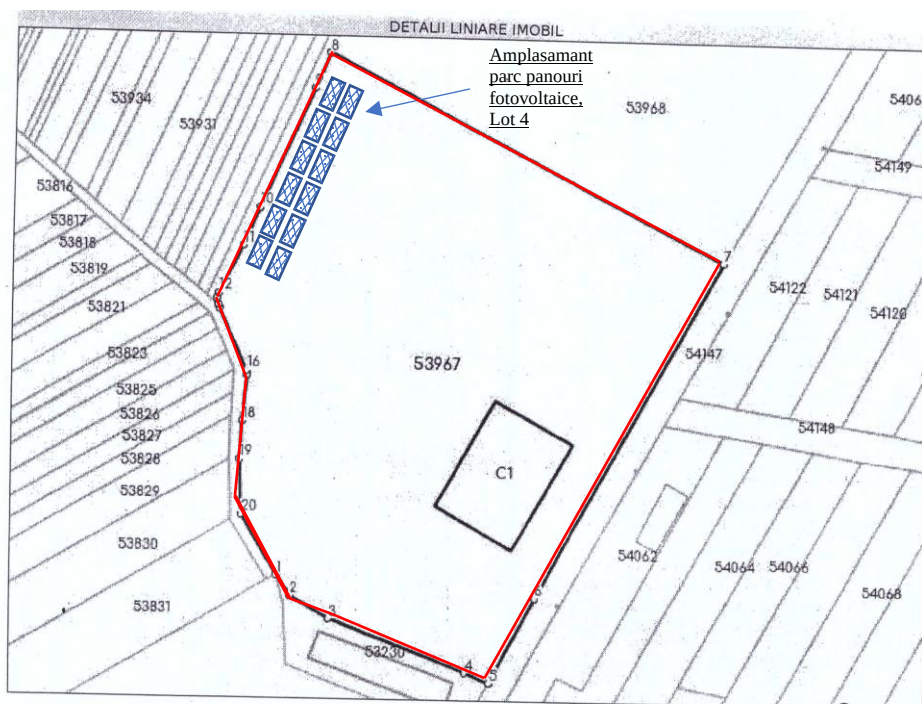
3.1. Particularități ale amplasamentului

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

Centrala electrică fotovoltaică se va construi în Județul OLT , com. Dobrun în locația cu număr cadastral 53967, ce reprezintă o suprafață de teren împreună de 25365mp, aflată în proprietatea comunei Dobrun, conform extrasului de Carte Funciara atasat

Proiectul se va dezvolta pe porțiuni din terenul menționat, respectiv Lotul 4, în suprafața de 3230mp, suficient pentru dezvoltarea Proiectului centralei fotovoltaice, care face obiectul prezentului studiu de fezabilitate.

Figura privind : Plan cadastral geoportal.ancpi.ro



osibile

sudica este Str.
i36.

de interes naturale

Date generale

Dobrun este o comună în județul Olt, Oltenia, România, formată din satele Chilii, Dobrun (reședința), Roșienii Mari, Roșienii Mici și Ulmet. În 2003, satele Bobu și Osica de Jos au fost separate prin lege din comuna Dobrun, pentru a forma comuna Osica de Jos.

Comuna Dobrun este situată în vestul județului Olt, pe valea Oltețului, la 40 km distanță de municipiul Slatina și 25 km distanță de orașul Caracal. Localitățile care formează comuna sunt: Dobrun – centru administrativ și Chilii, Ulmet, Rosienii Mari și Rosienii Mici. Teritoriul administrativ al comunei ocupă o suprafață de 1866 ha.

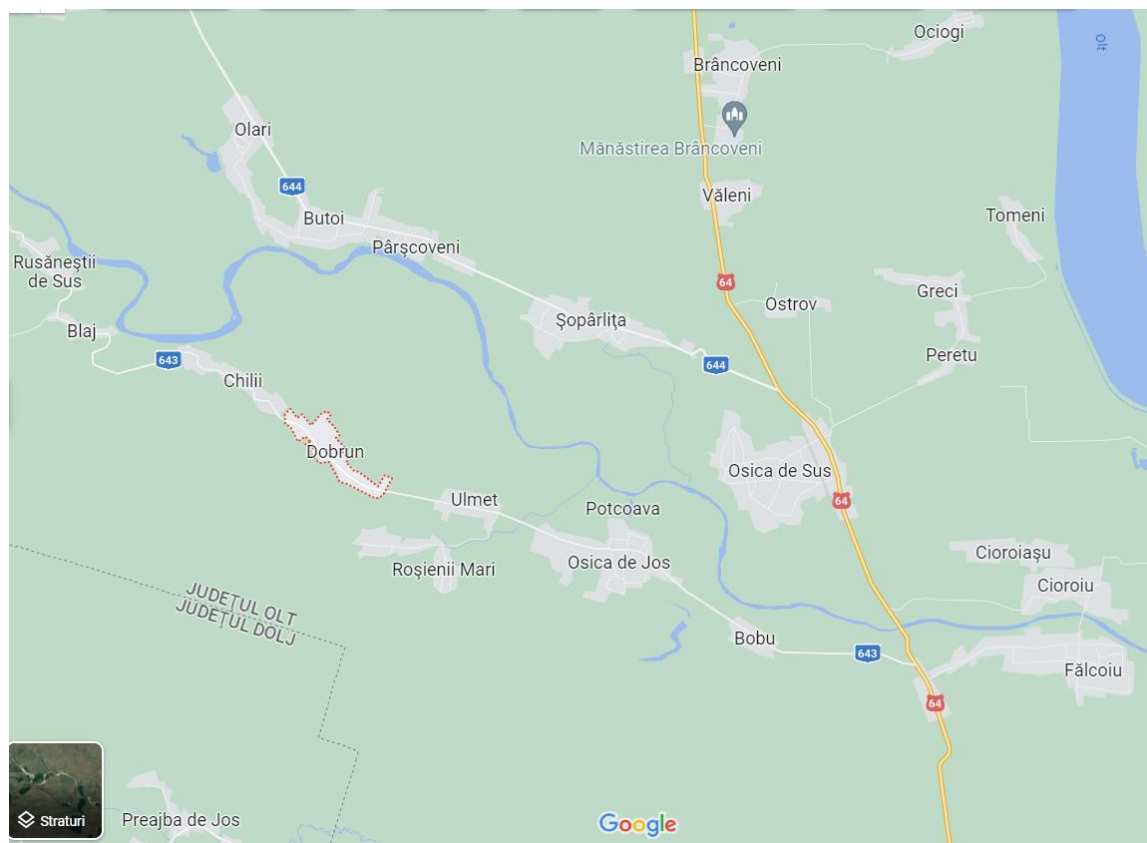
Comuna Dobrun are următorii vecini: - în partea de nord, comunele Pârscoveni și Șopârlița; - în partea de nord-vest – comuna Voineasa; - în partea de Vest – comuna Voineasa; - în partea de Nord-Est – comuna Pârscoveni și râul Olteț; - în partea de Est, comuna Osica de Jos; - în partea de Sud, județul Dolj.

Condițiile de relief.

Teritoriul comunei Dobrun se află așezat pe două unități distincte, și anume: - Pe câmpul Leu-Rotunda în partea de sud-vest și nord-vest; - Pe lunca Oltețului în partea de nord-est și est. - În zona localității Dobrun, câmpul Leu-Rotunda este străbătut de văi adânci și seci care imprimă reliefului un aspect larg vălurit. Altitudinea câmpului Leu-Rotunda este cuprinsă între 163 m spre hotarul cu comuna Voineasa și 139 m spre pădurea Călugareasca. Lunca Oltețului este mărginită în partea de sud-vest de fruntea câmpului Leu-Rotunda. Lunca se constituie într-un șes aluvial. Solurile Pe teritoriul comunei Dobrun s-au identificat soluri din clasele: I Protisoluri, cu

solurile: - regosoluri; - aluviosoluri. II Luviosoluri, cu solurile: - preluviolosoluri; - luvosoluri III Cambisoluri, cu eutricambosoluri. IV Antrisoluri, cu erodisoluri. Condițiile de climă Teritoriul comunei Dobrun este situat într-un climat temperat-continental, cu slabe influențe mediteraneene. Temperatura medie anuală este cuprinsă între 10-11° C. Temperatura medie multianuală a lunii celei mai calde (iulie) este de 22,8° C, iar a lunii celei mai reci (ianuarie) de - 3,1° C. Precipitațiile medii anuale sunt cuprinse între 501-550 mm. Luna cea mai bogată în precipitații este iunie (78,1 mm), iar cea mai săracă este februarie (26,6 mm), după stația meteo Repartiția lunară a precipitațiilor anuale are un proeminent caracter de continentalism, înregistrându-se lungi perioade de secetă, întrerupte de perioade scurte cu precipitații torențiale. Vânturile dominante sunt Crivățul, care bate din sector estic și Austrul, care bate din sectorul vestic. Acestea bat cu o frecvență medie anuală de 18,7-18,8% (Caracal) și o viteză medie anuală de 2,5 m/sec. Infrastructura: • - comuna este electrificată integral, cu posibilitatea extinderii rețelei; • - există parțial rețea de alimentare cu apă potabilă și proiecte de extindere a acesteia; • - comunicarea se realizează prin intermediul telefoniei fixe; • - comuna nu dispune de o stație de alimentare cu carburanți, cea mai apropiată fiind situată la 6 km distanță; • - linia de cale ferată trece la 6 km distanță de comună; • - comuna beneficiază de acces la cablu tv și internet; Economie: Principala activitate economică a locuitorilor comunei o reprezintă agricultura, cu ramurile ei de bază: cultivarea plantelor și creșterea animalelor. S-au dezvoltat în ultimii ani și serviciile, comerțul și unele societăți comerciale cu profil agricol. Suprafața comunei este de 3700 ha.

Culturile care se pretează reliefului, solului și climei acestor locuri sunt: cerealele (grâu, porumb, orz etc.), plante tehnice (în, cânepă, soia, sfeclă de zahăr, sfeclă furajeră, rapiță ș.a.), plante medicinale și plante aromatice, viță de vie și pomi fructiferi.



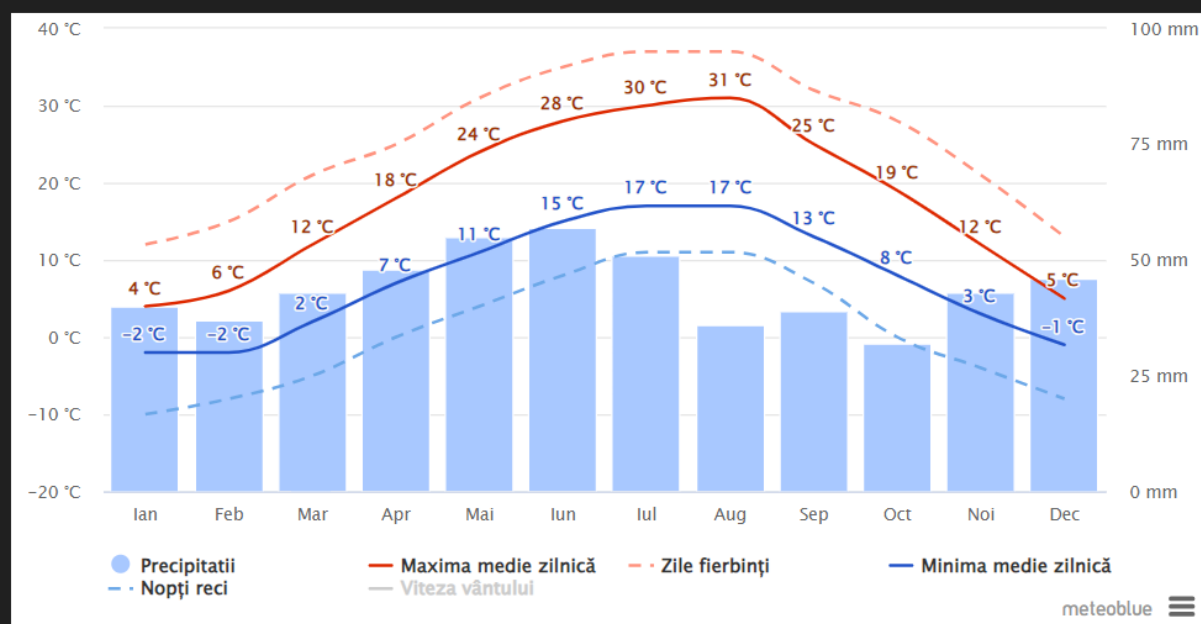
Mediu natural

CLIMA

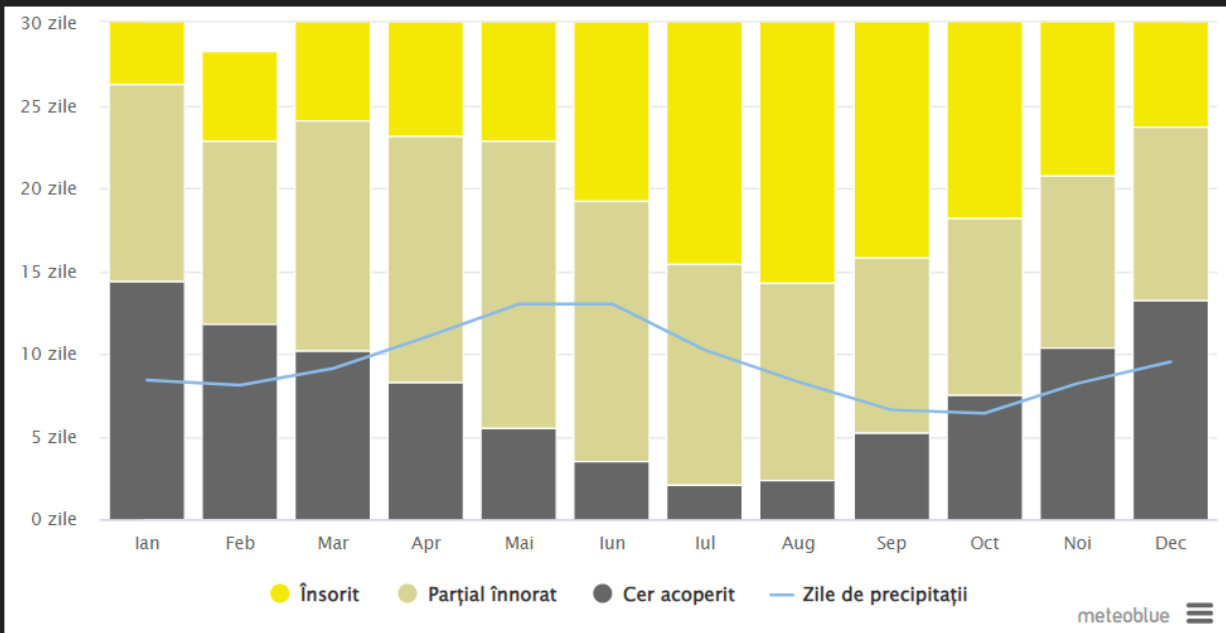
Județul Olt este situat în partea sudică a României pe cursul inferior al râului Olt care i-a dat numele; face parte din categoria județelor riverane fluviului Dunărea. Spre nord se învecinează cu județul Vâlcea, în est cu județul Argeș și Teleorman, la vest cu județul Dolj. În partea de sud, pe o lungime de 47 km, Dunărea face hotarul țării cu Bulgaria. Între aceste limite are o suprafață de 5.502 kmp (2,3% din teritoriul României). Este traversat de meridianul 24 grade longitudine estică pe linia localităților Iancu Jianu – Baldovinești și de paralela 44 grade latitudine nordică în partea de sud pe linia Vlădila – Scârsoara, măsurând 138 Km pe direcția nord-sud și 78 km pe direcția est-vest.

Ca poziție istorico-geografică, face parte dintre vechile provincii istorice Oltenia și Muntenia, având o legătură permanentă cu vestul țării, cu Banatul pe Valea Dunării, cu Transilvania pe Valea Oltului, iar prin portul dunărean Corabia are ieșire la Marea Neagră.

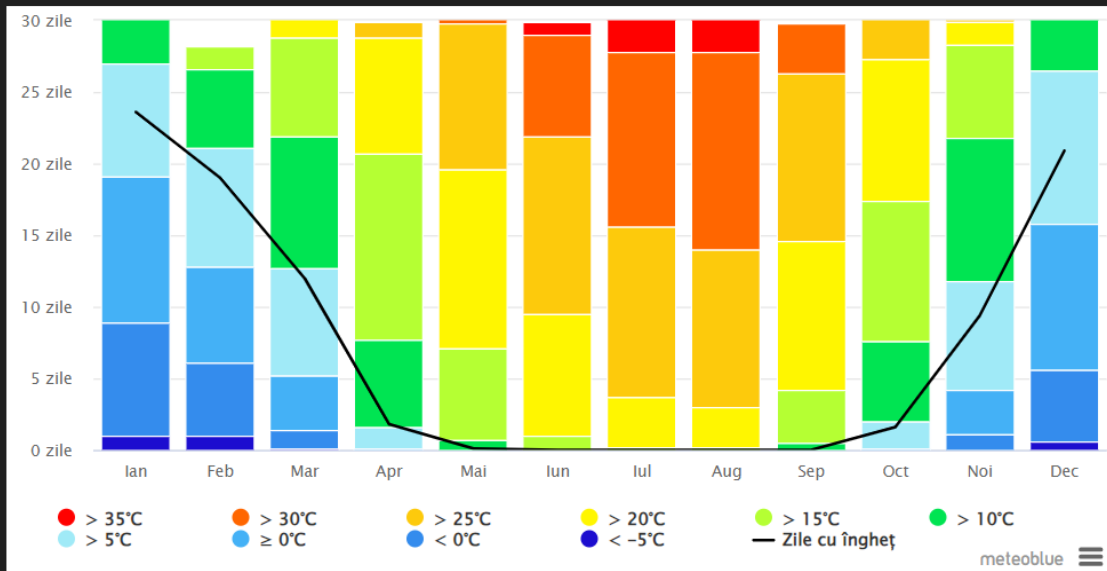
Temperatura și precipitațiile medii



Acoperirea cu nori, soarele și zilele de precipitații



Temperaturi maxime



Cantitatea de precipitații

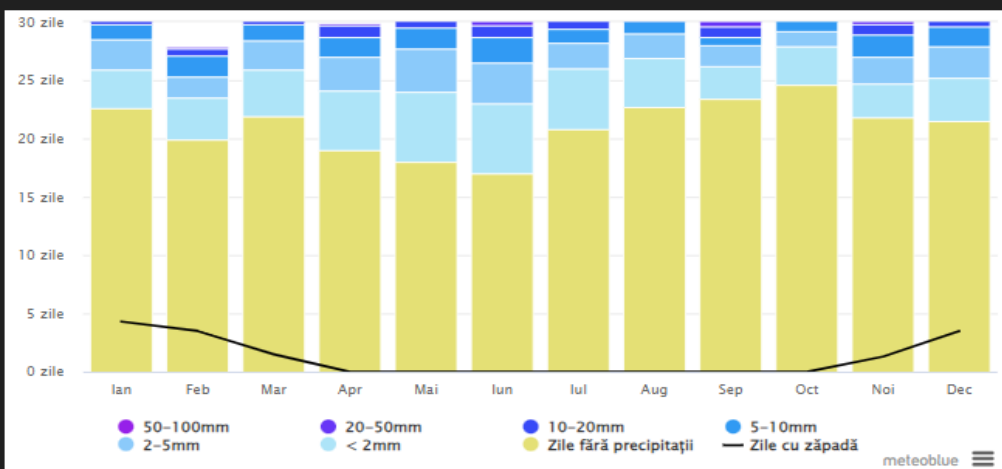
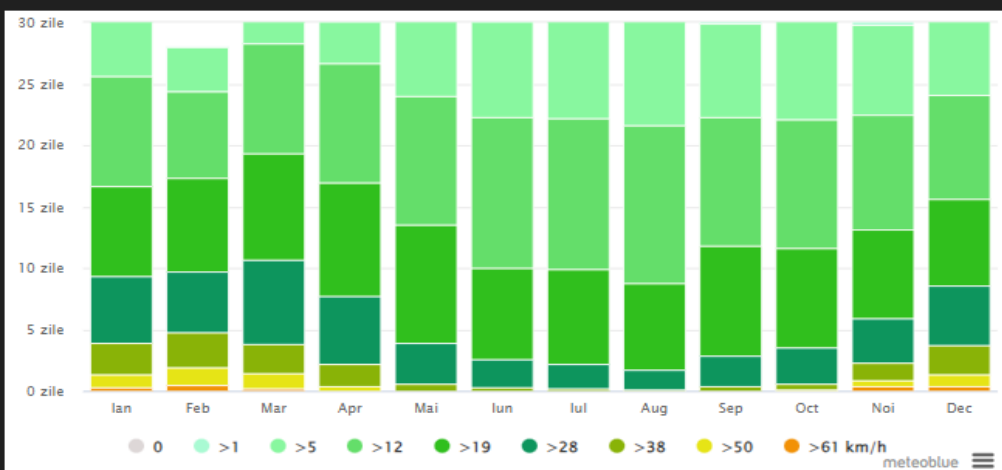
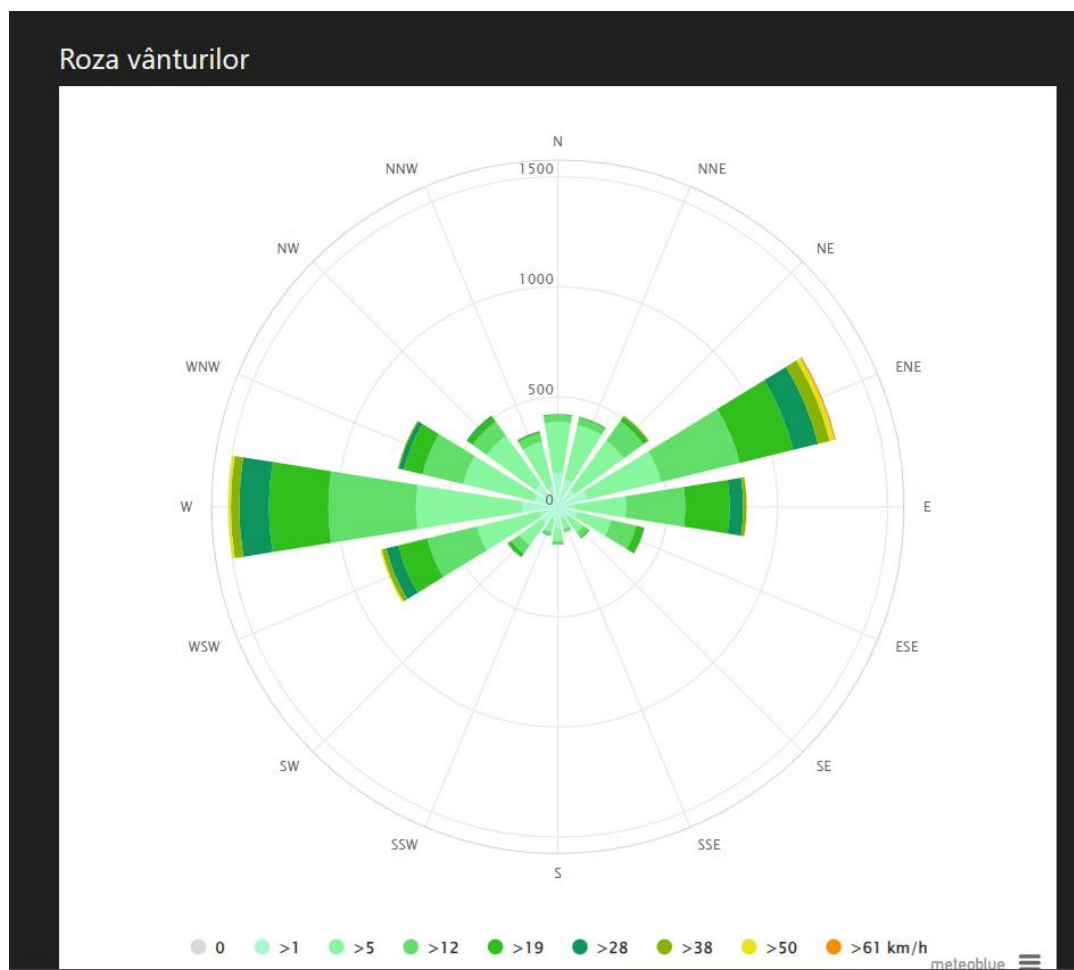


Diagrama precipitațiilor pentru Dobru arată în câte zile pe lună este atinsă o anumită cantitate de precipitații. În climatele tropicale și musonice aceste cantități pot fi subestimate.

Viteză vânt





Așezare. Județul Olt este așezat în partea de Vest a Munteniei, pe malul stâng al văii Oltului, în drumul Craiovei.

Suprafața. 2.863 km².

Înfățișarea pământului. Județul Olt se întinde peste o parte a platformei deluroase a Oltului, formată și aici din culmi cu spinarea netedă și dispuse divergent printre afluenții Oltului și ai râului Vedea. În Nordul județului culmile se strâmtează și se înalță până la peste 400 m. În Sud însă, ele se lătesc și coboară până sub 150 m, pierzându-se în câmpia Dunării.

Climă și ape. Clima de tranziție între climatul de stepă și cel din dealuri, dar mai apropiată de cel din urmă. Iernile unt de obicei reci (sub -3° temperatura lunii ianuarie), iar verile destul de calde (20-22° temperatura lunii iulie) ; ploile însă nu scad sub 500 mm dar nici nu trec de 600 mm anual. Dominația vânturilor de vest indică o slabă înrudire cu clima Olteniei, influențată, după cum se știe, de Mediterana.

Cu excepția Oltului, apă flotabilă care face limita județului la Apus, toate celelalte râuri ale

ținutului au izvorul în dealuri ; de aceea le scad mult sau seacă cu totul în timpul verii (râul Vedea).

Vegetatia si fauna judetului Olt

Relieful este dominat de câmpii alături de care se regăsesc unități de podiș, altitudinile descresc în general de la nord la sud. În partea nordică a județului se remarcă porțiuni restrânse ale Piemontului Getic (Podisul Cotmeana) iar înspre centru de la Slatina pana la Dunăre, se întinde o porțiune din Câmpia Română (Câmpia Boianului, Caracalului, Burnazului) iar în extremitatea sudică a județului se întinde Lunca Dunării. Altitudinea reliefului coboară în pantă lină de la Vitomirești, către Dunăre până la Corabia.

Clima este temperat continentală cu veri deosebit de calde si ierni în general mai blande. Valorile medii ale temperaturii anuale sunt printre cele mai mari din țara respectiv 11 grade Celsius, iar precipitațiile variază între 450 si 550 mm. Masele de aer au o direcție vest-est și sunt prezente vânturile neregulate precum Crivățul (iarna) sau Băltărețul.

Poziția geografică și relieful determină în mare măsură și manifestarea elementelor climatice de pe teritoriul județului. Clima județului Olt este mai umedă în partea de nord și mai aridă în partea de sud. *Punctul cel mai friguros* este la Caracal datorită curenților reci din estul Câmpiei Române care își au punctul terminus în această zonă, iar *punctul cel mai călduros* este la Corabia.

Hidrografia este tributară Dunării cel mai important afluent de ordinul I fiind Oltul care se prezintă ca și un ax median al județului strabătându-l de la nord la sud pe o distanță de 100 km, colectând pe acest sector Oltețul, Tesluiului, Dârjovul. Lacurile sunt fie lacuri de crov sau luncă (Potelu) fie lacuri artificiale create mai ales pe Olt (Strejești, Arcești, Ipotești, Frunzaru).

Vegetatia naturala, inlocuita in cea mai mare parte de culturi agricole, apartine zonelor silvo-stepei si cereto-garnitetelor, Zona de silvostepa, extinsa in partea centrala si de S a judetului Olt, mai pastreaza pe alocuri paduri razlete de stejar brumariu, sau stejar pufos, precum si paduri de amestec in care, pe langa stejarul brumariu, apar si garnita, cerul, stejarul pedunculat, jugastrul, frasinul, teiul, s.s. In aceasta zona, pe mici parcele ramase intre terenurile cultivate sau la marginile padurilor, exista parloage dominate de paius, barboasa, firuta cu bulb, s.a. Zona cereto-garnitetelor extinsa in arealele piemontane din partea de N a judetului Olt, se reamrca prin paduri constituite numai din cer, sau garnita, ori in amestec cu alte specii. Subarboretul acestor paduri include corn, lemn cainesc, maces, s.a. Local se mai mentin pajisti secundare degradate in care se dezvolta asociatiile de paiusuri. Pe teritoriul judetului Olt exista cateva specii floristice rare, ocrotite de lege (Tulipa bibersteiniana, Fritillaria Montana, Crocus moesiacus s.a.). In luncile marilor rauri se intalnesc zavoae de salcii si plop, tufisuri de rachita si unele specii ierboase ca rogozul, limbarita, stanjenelul de balta s.a.

Fauna, caracteristica regiunilor de campie si de deal, cu biotopuri de pajisti de padure si acvatice, cuprinde elemente variate, in padurile de deal se intalnesc mistreti, lupi vulpi, pisici salbatice, bursuci , veverite jderi, ciocanitori, privighetori, ciocarlii de padure, sturzi, gaite, mierle, serpi, gusteri, soparle, broaste s.a.- multe dintre aceste specii aparand si in pdurile de campie. Fauna de camp este dominate de rozatoare si pasari, darn u lipsesc reptilele, batracienii si insectele. Dintre rozatoare se remarca dihorul, nevastuica, hermelina, harciogul, popandaul, soarecele de camp, iepurele de camp, sobolanul de camp, cartita s.a. iar dintre pasari- prepelita, ciocarlia de camp, potarnichea, presura, dumbraveanca, sorecarul mare, eretele alb, fazanul s.a. Dropia este cea mai mare pasre de campie (pe cale de disparitie), ocrotita de lege, intrunea candva cel mai mare efectiv din tar ape teritoriul judetului Olt, azi, intalnindu-se in arealele localitatilor Babiciu,

Stoicanesti, Scarisoara, Nicolae Titulescu, Rusanesti, Redea s.a., numarul exemplarelor aflandu-se in regres pronuntat. Prezenta Dunarii, Oltului, si a altor rauri mai mari, precum si a numeroselor iazuri si lacuri antropice au generat existenta unei bogate si variate faune acvatice (crap, somn, salau, stiuca, platica, biban, babusca, caracuda, oblate, scrumbie s.a.), si a multor pasari si mamifere care traiesc in apropierea apelor (gaste, rate, starci, berze, lisite, fluierari, nagat, vidre, nurci etc.).

Hidrologia judetului OLT

Reteaua hidrografica cu o densitate ce variaza intr 0,1 si 0,7 km/km², este reprezentata, in principal, printr-un segment (47 km lungime) al cursului inferior al Dunarii, care dreneaza extremitatea de S a judetului Olt, formand granite cu Bulgaria, prin cursul inferior al Oltului, si prin cursurile superioare ale raurilor Calmatui si Vedea (cu afluentii Vedita, Plapcea, Dorofei s.a.). Panta redusa de scurgere a apei (3,5-4,5%) si largirea albiei Dunarii in sectorul aferent judetului Olt au favorizat aluvionarea, despletirile si formarea mai multor ostroave in aceasta zona (ostroavele Papadia, Gradistea, Dragaveiu, Baloiu, Calnovat s.a.) care constituie un pericol pentru navigatie, deoarece in jurul lor se formeaza adeseori zapoare. Raul Olt, cu pante reduse de scurgere, specifice cursurilor inferioare ale raurilor din Campia Romana, cu numeroase meandre si despletiri, (in prezent disparate, in mare parte, ca urmare a amenajarilor hidrotehnice) si un debit mediu multianual ce variaza intre 160 m³/s (la intrarea in judet) si 190 m³/s (la iesirea din judetul Olt), reprezinta principala axa hidrografica strabate median judetul Olt, de la N-NV catre S-SE, pe o lungime de 145 km, ultimii km (din totalul sau de 615 km), de la iesirea din judetul Olt si pana la varsarea in Dunare, parcurgandu-I pe teritoriul judetului Teleorman in perimetrul judetului Olt, acest mare rau al sau si al tarii colecteaza o multime de afluenti, printre care Cungrea Mica, Teslui, Iminog, Strehareti, Milcov, Darjov, Pesceana, Dalga, Mamu, Oltet, Beica, Gologan s.a., (pe dreapta). In afar catorva mici lacuri de crov sau de lunca, judetul Olt dispune de 44 de lacuri antropice, cu suprafete cuprinse intre 1 si 32 ha, amenajate pe vaile unor rauri pentru piscicultura, irigatii si alte utilizari (lacurile Scornicesti, 32 ha, pe raul Plapcea-Mica, Poboru, 28 ha, pe raul Plapcea, Suica, 22 ha, pe Teius). Cele mai importante acumulari de apa, realizate cu scop hidroenergetic pe raul Olt sunt: Zavideni (839 ha), Dragasani (828 ha), Strejesti (2.203,5 ha), Arcesti (837 ha), Slatina (540,7 ha). Cel mai mare lac natural (de lunca) din judetul Olt-Potelu (72 km²) situate in lunca Dunarii, in arealul satului cu acelasi nume din comuna Ianca, a fost descuscat in deceniul 7 al secolului 20, iar terenul aferent a fost introdus in circuitul agricol.

Agricultura

Agricultura, in cadrul careia s-au produs (dupa dec. 1989) importante mutatii in ceea ce priveste forma de proprietate, structura productiei, destinatia si modul de valorificare a productiei etc., beneficiaza de conditii pedo-climatice optime pentru practicarea tuturor categoriilor de culturi si a cresterii animalelor, precum si de o mecanizare corespunzatoare (6 528 tractoare, 5 679 pluguri pentru tractor, 3 465 semanatori mecanice, 1 359 combine autopropulsate s.a., la sf. anului 2007), o chimizare si irigare (193 160 ha irigate) ridicate etc. In cadrul jud. Olt se afla unul dintre cele mai mari sisteme de irigatii din tara, respectiv Stoenesti-Visina, Corabia-Sadova s.a. La sf. Anului 2007, fondul funciar al jud. O. era format din 434 846 ha terenuri agricole (din care 417 086 ha, respectiv 95,9% in proprietate privata), 59 902 ha acoperite cu paduri, 18 390 ha cu ape si 36 690 ha alte categorii de terenuri (acoperite cu constructii, neproductive etc.). In acelasi an, din totalul supr. agricole (434 846 ha), 388 483 ha erau terenuri arabile, 31 784 ha pasuni, 529 ha

fânețe, 7 634 ha vii și pepiniere viticole și 6 416 ha livezi și pepiniere pomicole. În anul 2007, structura culturilor de câmp era dominată de grâu și secară (135 983 ha), urmate de porumb (84 744 ha), plante uleioase (42 547 ha), floarea-soarelui (29 630 ha), plante de nutreț, orz și orzoaică, sfeclă de zahăr, cartofi, leguminoase pentru boabe, legume etc. În anul 2007, producția totală de cereale boabe obținută de jud. Olt a fost de 170 393 tone, din care 169 963 tone (99,7%) în sectorul privat. În același an, producția vegetală totală reprezenta 51,2% din totalul producției agricole a jud. Olt, iar restul (48,8%) aparținea producției animaliere și serviciilor agricole. Viticultura, specializată în producția de vinuri roșii, are condiții bune de dezvoltare în arealele localit. Sâmburești, Vitomirești, Ianca, Făgetelu, Oporelu ș.a., în cadrul cărora se realizează cantități mari de struguri (35 713 tone, în anul 2007). Pomicultura, cu o oarecare tradiție în zonele deluroase din partea de N a jud. Olt (în perimetrele localit. Făgetelu, Vitomirești, Leleasca, Verguleasa, Cârlogani, Iancu Jianu, Pleșoiu ș.a.), a realizat (în anul 2007) o producție totală de fructe de 27 052 tone, din care 16 056 tone prune, 3 172 tone mere, apoi pere, piersici, cireșe și vișine, nuci, gutui ș.a. La începutul anului 2008, sectorul zootehnic (privatizat în proporție de 100%) cuprindea 60 132 capete bovine, 205 949 capete porcine, 139 323 capete ovine, 32 984 capete caprine și 31 988 capete cabaline. Avicultură (3 001 245 capete păsări); apicultură (18 857 familii de albine); piscicultură.C

Căile de comunicație

Căile de comunicație, în special cele rutiere, cu o densitate superioară mediei pe țară, urmate de cele feroviare și fluviale, corespund necesităților de transport efectuate în cadrul jud. Olt sau cu celelalte județe ale țării. La sf. anului 2007, lungimea rețelei feroviare de pe terit. jud. Olt însuma 237 km (din care 61 km linii electrificate), cu o densitate de 43,1 km/1 000 km² de teritoriu (inferioară mediei pe țară – 45,2 km/1 000 km²). Importanța transporturilor feroviare de mărfuri și călători este amplificată de faptul că terit. jud. Olt este traversat de trei linii feroviare de interes național: Timișoara–Caransebeș–Drobeta-Turnu Severin–Craiova–Caracal–Roșiori de Vede–București; Craiova–Balș–Piatra-Olt–Slatina–Costești–Pitești–București; Sibiu–Podu-Olt–Râmnicu Vâlcea–Drăgășani–Piatra-Olt–Caracal–Corabia. Cele trei linii feroviare se intersectează în două locuri formând nodurile feroviare Piatra-Olt și Caracal, ambele de importanță regională și națională. La sf. anului 2007, rețeaua drumurilor publice însuma 2 176 km (din care 1 202 km drumuri modernizate, locul 1 pe țară), cu o densitate de 39,6 km/100 km² de teritoriu (superioară mediei pe țară – 33,9 km/100 km²). Ca și în cazul traficului feroviar, în traficul rutier, cele mai importante artere sunt cele care traversează jud. Olt de la V la E sau de la N la S, celelalte drumuri publice având o importanță locală. Cel mai intens trafic de mărfuri și călători se înregistrează pe șoseaua europeană E 70 Moravița–Timișoara–Caransebeș–Drobeta-Turnu Severin–Craiova–Slatina–Pitești–București–Giurgiu–Ruse (684,5 km), urmată de DN 64 Sibiu–Râmnicu Vâlcea–Drăgășani–Caracal–Corabia. Celelalte artere rutiere de inters regional și național sunt: Craiova–Caracal–Stoenești–Mihăești–Roșiori de Vede–București; Târgu Jiu–Drăgășani–Cungrea–Poboru–Scornicești–Colonești–Pitești–București. Marile noduri rutiere sunt Slatina, Caracal, Balș, Gâncasa ș.a. Transporturile fluviale de pe Dunăre sunt deservite de portul Corabia.

Stratul de zăpadă

Stratul de zăpadă nu este continuu și de lungă durată ca în alte regiuni ale țării. Din observațiile făcute la stațiile climatice rezultă că stratul de zăpadă persistă, în medie, 40 de zile. Numărul zilelor cu ninsoare este în medie, între 15-20 în câmpie. Grosimea medie a stratului de zăpadă este destul de mică, sub 10 cm.

Datorită uniformității reliefului și a vântului puternic de nord-est și nord, în timpul iernii zăpada este spulberată și troienită în jurul localităților sau a altor obstacole.

Stratul de zăpadă nu este continuu și de lungă durată ca în alte regiuni ale țării. Din observațiile făcute la stațiile climatice rezultă că stratul de zăpadă persistă, în medie, 30 de zile.

Adancimea de inghet

Adancimea de inghet in zona cercetata este aproximativ de 0.9 m, conform STAS 6054 – 77.

f) Existența unor:

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

Nu este cazul

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

Nu este cazul

- iii. existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție

Nu este cazul

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

Nu este cazul

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

- i. date privind zonarea seismică

Riscuri naturale

În teritoriul administrativ al comunei Dobrun nu există zone cu risc de pericolozitate foarte mare, chiar dacă întâlnim zone cu declivități mari, nu au existat alunecări de teren sau inundații deosebite. Principalele riscuri naturale sunt cele general valabile pe tot teritoriul județului și anume:

- procese geomorfologice (eroziuni și alunecări de teren) care nu afectează vetrele satelor respectiv
- populația - inundabilitatea nu a înregistrat intensități excesive astfel că la toate

momentele de pericol

- nu au fost inundații. Este de remarcat faptul că efectele acestor manifestări naturale distructive au efecte reduse și în general zona intravilanelor a fost ferită de efectele dezastruoase ce s-ar fi putut produce.

Din analiza efectuată de specialiști și autoritățile locale privind delimitarea zonelor expuse la riscuri naturale, în conformitate cu Ordinul comun 63/N/-19.0/288-1955-1998 a rezultat că nu există zone ale intravilanelor care să fie afectate și nu s-au stabilit zone cu interdicții de construire.

Risc la inundații

În teritoriul administrativ al Comunei Dobrun nu există zone cu risc de pericolitate foarte mare, chiar dacă întâlnim zone cu declivități mari, nu au existat alunecări de teren sau inundații deosebite. În ceea ce privește riscul la inundații trebuie luate în calcul fenomenele provocate de ploi pe teritoriul comunei și care au o frecvență mai mare la viiturile de primăvară. Este de remarcat faptul că efectele acestor manifestări naturale distructive au efecte reduse și în general zona intravilanelor a fost ferită de efectele dezastruoase ce s-ar fi putut produce. Sub aspectul cantității de precipitații cazute într-un interval de 24h, acest areal se găsește într-o zonă cu risc mare. Cantitatea de precipitații atinge o medie de 675-750 mm / an, favorizând producerea de inundații.

Zona seismică

Din PATN rezultă că teritoriul comunei Dobrun se înscrie din punct de vedere seismic într-o zonă cu magnitudine seismică potențială de 6-scara M.KS, zona seismică de calcul E, perioada de colt $T_c=0.9s$, raportul dintre accelerația maximă a mișcării seismice a terenului corespunde zonei seismice de calcul și accelerația gravitației, reprezentat prin coeficientul $a_g = 0,15g$. În această zonă seismică se poate construi numai cu respectarea normelor tehnice în vigoare privind calculul structurii de rezistență a clădirilor.

Conform reglementării tehnice "Cod de proiectare seismică - Partea 1 - Prevederi de proiectare pentru clădiri" indicativ P100/1-2013, zonarea valorii de varf a accelerației terenului pentru

proiectare, in zona studiata, pentru evenimente seismice având intervalul mediu de recurență
 $IMR = 225$ ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani, are o valoare $a_g = 0,25$ g

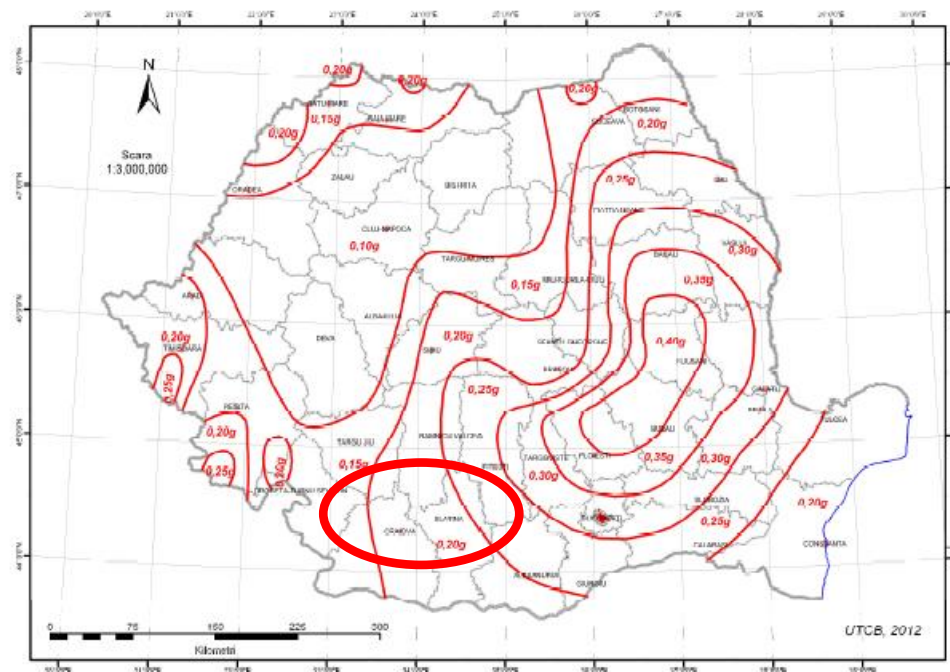


Figura privind Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu $IMR = 225$ ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani

Conform Normativului NP 074 / 2007 intitulat „NORMATIV PRIVIND PRINCIPIILE, EXIGENTELE SI METODELE CERCETARII GEOTEHNICE A TERENULUI DE FUNDARE”, se stabileste nivelul de risc geotehnic, pentru infrastructura panourilor fotovoltaice, conform Tabelului 2:

Factori de influenta	Caracteristici ale amplasamentului	Punctaj
Conditii de teren	Terenuri dificile	6
Apa subterana	Fără epuismențe	1
Clasificarea constructiei după categoria de importanta	Redusa	2
Vecinatati	Fara riscuri	1
TOTAL PUNCTAJ		10

Tabel2: Nivelul de risc geotehnic

Pentru zona de implementare a proiectului caracteristicile macroseismice ale terenului sunt acceleratia terenului pentru proiectare $a_g = 0,30$ g cu $IMR = 225$ ani si 20% probabilitate de depasire in 50 de ani, iar perioada de control (colt) a spectrului de raspuns, $T_c = 1,0$ secunde.

La punctajul stabilit pe baza celor 4 (patru) factori se adauga 3 puncte, corespunzatoare zonei seismice ($a_g=0,30g$), rezultand astfel un numar de 13 puncte, pentru care corespunde categoria geotehnica 2, cu risc geotehnic moderat.

Nr crt	Tip de risc geotehnic	Limite punctaj	Categoria geotehnica
1	Redus	6...9	1
2	Moderat	10...14	2
3	Major	15...22	3

Incadrarea pamanturilor interceptate, conform clasificarii din STAS 1243 este la tipul de pamant P4. Zona studiata face parte din tipul climateric I, iar regimul hidrologic conform STAS 1709/2 este 2b.

Se anexeaza la prezentul studiu de fezabilitate studiul geotehnic complet.

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

In cadrul acestui subcapitol sunt cuprinse urmatoarele subsectiuni:

- Caracteristici tehnice si parametrii specifici
- Varianta constructiva de realizare a investitiei, cu justificarea alegerii acesteia
- Echiparea si dotarea specifica functiei propuse

Lucrarile propuse in prezenta documentatie, in conformitate cu HG nr. 766/21.11.1997, se incadreaza in **categoria D** de importanta, adica **lucrari de importanta redusa**.

Sistemul se bazeaza pe o retea de panouri fotovoltaice interconectate si care asigura o putere electrica de 100 kWp la un grad global de iradiere orizontala anuala de 1350 kWh/mp. Energia electrica produsa de aceasta retea este injectata in reteaua nationala cu ajutorul unor dispozitive de conversie numite invertoare.

Celule fotovoltaice

Celulele solare pot fi clasificate dupa mai multe criterii. Cel mai folosit criteriu este dupa grosimea stratului materialului. Aici deosebim celule cu strat gros si celule cu strat subtire. Un alt criteriu este felul materialului: se intrebuinteaza, de exemplu, ca material semiconductoare combinatiile CdTe, GaAs sau CuInSe, dar cel mai des folosit este siliciul. Dupa structura de baza deosebim materiale cristaline(mono-/monocristaline) respectiv amorfe. In fabricarea celulelor fotovoltaice

pe langa materiale semiconductoare, mai nou, exista posibilitatea utilizarii si a materialelor organice sau a pigmentilor organici. Celulele fotovoltaice sunt asamblate in procesul de fabricatie in structuri complete denumite panouri fotovoltaice. Panourile solare se utilizeaza separat sau legate in baterii pentru alimentarea consumatorilor independenti sau pentru generarea de curent electric ce se livreaza in reseaua publica.

Un panou solar este caracterizat prin parametrii sai electrici cum ar fi tensiunea de mers in gol sau curentul de scurtcircuit. Pentru a indeplini conditiile impuse de producerea de energie electrica, celulele solare se vor asambla in panouri solare utilizand diverse materiale, ceea ce va asigura:

- protectie transparenta impotriva radiatiilor si intemperiei
- legaturi electrice robuste
- protectia celulelor solare rigide de actiuni mecanice
- protectia celulelor solare si a legaturilor electrice de umiditate
- asigurare unei raciri corespunzatoare a celulelor solare
- protectia impotriva atingerii a elementelor componente conductoare de electricitate
- posibilitatea manipularii si montarii usoare

Caracteristicile tehnico-economice ale panourilor fotovoltaice care trebuie evaluate sunt:

- Tensiunea de mers in gol UOC
- Curent de scurtcircuit ISC
- Tensiunea in punctul optim de functionare UMPP
- Curentul in punctul de putere maxima IMPP
- Putere maxima PMPP
- Factor de umplere FF
- Coeficient de modificare a puterii cu temperatura celulei
- Randamentul celulei solare η (%)

Incapsularea durabila a elementelor componente are o importanta foarte mare deoarece umiditatea ce ar putea patrunde ar afecta durata de viata a panoului solar prin coroziune si prin scurtcircuitarea legaturilor dintre elementele prin care trece curent electric.

Dioda pentru mers in gol (Bypass)

Daca se conecteaza mai multe module in serie, este necesar sa montam cate o diode antiparalel cu fiecare panou. Curentul maxim si tensiunea de strapungere ale diodei trebuie sa fie cel puţin egale cu curentul si tensiunea panoului. De multe ori se utilizeaza diode de redresare de 3 Amper / 100 Volt. Dioda pentru mers in gol este conectata la bornele de legatura ale fiecarui panou astfel incat in regim normal de functionare (panoul debiteaza curent) are la borne tensiune inversa (catodul diodei legat la polul pozitiv al panoului). Daca panoul ar fi umbrat sau s-ar defecta nu ar mai debita curent, polaritatea tensiunii la borne s-ar schimba si acesta s-ar defecta, sau in cel mai bun caz randamentul aceluia lant de module ar scadea. Acest lucru este impiedicat de dioda bypass care preia curentul in acest caz.

Sistemul de injectie (Invertoare)

Componenta principala in sistemele fotovoltaice conectate in retea este invertorul. Acest invertor converteste puterea din curentul continuu produs de matricele fotovoltaice, in putere de curent alternativ corelata la voltajul si calitatea ceruta de sistemul national. De asemenea opreste automat furnizarea energiei in retea nationala cand aceasta nu este sub tensiune. O interfata bidirectionala e realizata intre sistemul fotovoltaic, circuitele de iesire a curentului alternativ si a retelei electrice nationale. Aceasta interfata permite ca productia de putere de curent alternativ din sistemul fotovoltaic, sa fie descarcata sau nu, in retea nationala. Noaptea si in timpul altor perioade cand sarcinile electrice sunt mai mari decat iesirea sistemului fotovoltaic, balansul de putere cerut de retea nationala trebuie asigurat din alte surse. Aceasta masura de siguranta este necesara la toate sistemele fotovoltaice conectate in retea, si controleaza functionarea sistemului fotovoltaic, blocand puterea electrica sa fie descarcata in retea in cazul in care retea de transport nationala este in service sau reparatii.

Conexiuni electrice

Toate cablurile de interconectare sunt din cupru. Aceste cabluri trebuie sa indeplineasca caracteristicile necesare pentru curent continuu (la panouri fotovoltaice) si curent alternativ la sistemul de transport trifazic in curent alternativ.

Unghiul de orientare si expunere

Unghiul de expunere optim al panourilor fotovoltaice este critic. Acest unghi va influenta semnificativ productia de energie electrica a retelei de panouri fotovoltaice. In graficul de mai jos este evidentiata variatia unghiului de expunere optim pentru fiecare perioada din an.

Valoarea unghiului de inclinare este specifica locului de amplasare al proiectului si depinde de variatia unghiului de incidenta a Soarelui in functie de lunile anului.

Pentru localitatea Dobrun, judetul OLT , valorile unghiurilor de incidenta pe parcursul anului sunt date in Figura de mai jos.

Horizon and sunpath

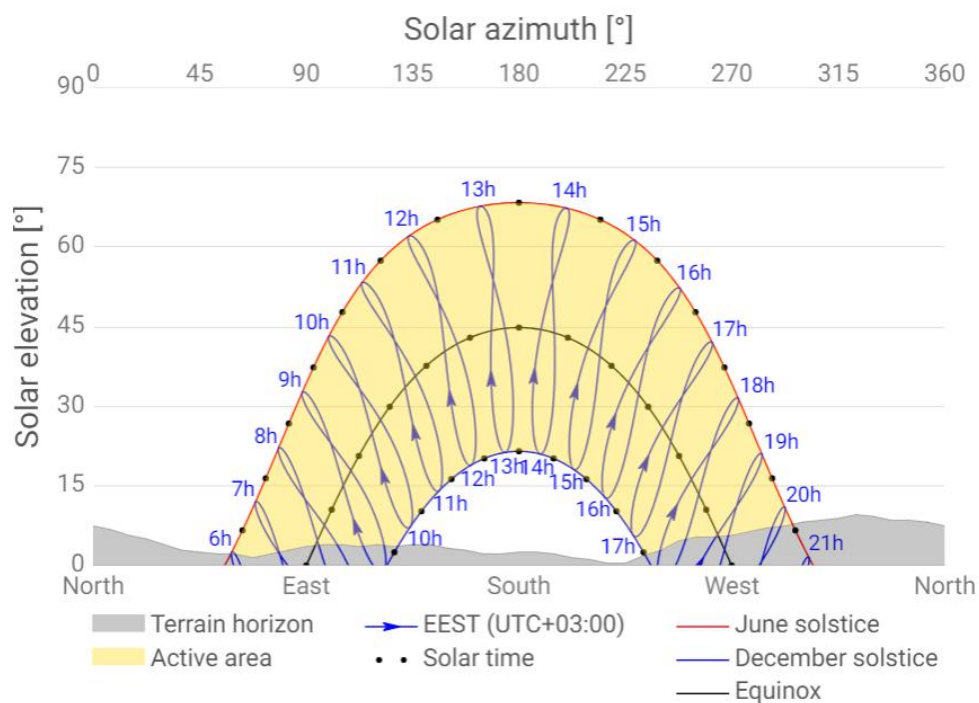


Figura privind - Valorile unghiului de incidența pe lunile decembrie și iunie

Rezulta ca pentru zona localitatii Dobrun rezulta un unghi optim de functionare global de 36°.

Structura metalică

Pentru montarea modulelor fotovoltaice astfel încât să se asigure integritatea fizică a acestora și o eficiență funcțională cât mai bună există mai multe variante constructive, toate însă având la bază o structură metalică. Principial, montarea modulelor fotovoltaice se poate realiza cu menținerea unei poziții fixe a acestora pe toată durata de funcționare sau cu urmărirea Soarelui, utilizând în acest scop structuri metalice ce permit mișcarea după o axă sau după două axe.

O soluție care a fost folosită cu succes la noi în țară pentru modulele fotovoltaice este cea de amplasare a acestora pe o ramă dreptunghiulară care are o latură cât înălțimea unui modul și cealaltă latură este calculată astfel încât să încapă două module și să rămână și un spațiu între acestea, spațiu folosit la manipularea modulelor în diversele etape ale instalării. Această structură este apoi așezată pe patru picioare, unul pe fiecare colț al ramei, care au rolul de a susține rama și de a pune panourile la unghiul stabilit pentru funcționare. Picioarele au o parte care este încastrată în forme paralelipipedice din beton ce au rolul de a mări stabilitatea întregului ansamblu și de a ține picioarele de sprijin în poziție verticală.

Avantaje și dezavantaje:

- sistem simplu și ușor de adaptat;
- nu necesită servicii de mentenanță;
- nu necesită un spațiu foarte mare pentru montare;
- dacă acoperirile de protecție ale structurii (realizate prin zincare, pasivare etc) nu sunt bine executate și de grosime corespunzătoare, pot apărea puncte sau zone de ruginire ce în final pot afecta integritatea fizică a ansamblului.

O soluție optimă pentru manopera (pentru sisteme cu număr mare de module) ar fi folosirea cadrelor mono-ramă, cadre executate din profile special fabricate pentru montarea modulelor fotovoltaice. Modulele se conectează la cadru printr-un sistem special de prindere – astfel conceput încât timpul necesar montajului scade simțitor.



Figura 5 : Sistem de cadru mono-rail aluminiu cu piloni înșurubați – dedicat sistemelor fotovoltaice terestre. Sursa: Krinner Solar

Avantaje și dezavantaje:

- simplitate și rapiditate în instalare;
- nu necesită manopera pentru prelucrarea profilelor;
- nu necesită fundație din beton – stâlpii se introduc în sol prin mijloace mecanice;
- nu necesită servicii de mentenanță;
- nu necesită un spațiu foarte mare pentru montare;
- elementele zincate și cele din aluminiu previn ruginirea ansamblului.
- cost mai mare față de sistemele obișnuite.

Solutii Tehnico Economice

Pentru descrierea detaliilor de implementare in cadrul acestui proiect se vor utiliza urmatoorii termeni tehnici care vor avea semnificatia descrisa in dreptul fiecaruia:

Nr	Termen tehnic	Abreviere	Definitie
1	Invertor DC –AC	I1 In	Invertor destinat exclusiv transferului puterii fotovoltaice produse, intre reseaua de panouri si sistemul national de transport
2	Suprafata Activa Fotovoltaica	SAF	Suprafata tehnologica necesara amplasarii integrale a retelei de panouri fotovoltaice
3	Arie Fotovoltaica	A1 An	Subdiviziune a SAF care grupeaza o retea unica de panouri fotovoltaice angrenate in productia unui invertor pentru injectie in retea si este formata din Stringuri
4	Rand	R1... Rn	Defineste o linie continua de panouri fotovoltaice grupate in aria fotovoltaica
5	Coloana	C1... Cn	Defineste o coloana continua de panouri fotovoltaice grupate in aria fotovoltaica
6	String	S1 ... Sn	Defineste un grup de panouri fotovoltaice interconectate in serie calculata pentru conectarea directa la invertor.
7	Modul	M1 ... Mn	Defineste un panou fotovoltaic cu puterea nominala integrata in string.
8	Cutie modul fotovoltaic	CMAxSxMx	Defineste tabloul de conexiuni atasat fiecarui modul fotovoltaic
9	Cutie intermediara string	CISAxSx	Defineste tabloul de conexiuni atasat fiecarui string fotovoltaic.
10	Cutie intermediara rand	CAxRx	Defineste tabloul de conexiuni atasat fiecarui rand fotovoltaic.
11	Cutie terminala arie	CTAx	Defineste tabloul de conexiuni atasat fiecarei arii fotovoltaice
12	Tablou fotovoltaic general	TFG	Defineste tabloul de conexiuni atasat SAF

Pentru a alege un sistem optim din punct de vedere functional, se vor analiza 2 variante de realizare a parcului fotovoltaic, fiecare varianta producand aproximativ aceeasi cantitate de energie pe parcursul unui an.

Varianta 1

In aceasta varianta, pentru realizarea sistemului fotovoltaic cu puterea de 100 kWp a fost luata in calcul instalarea unei retele de 278 panouri **fotovoltaice monocristaline cu putere unitara de 360Wp**.

Panoul fotovoltaic monocristaline considerat are urmatoarele caracteristici electrice si mecanice:

Modul fotovoltaic cu putere electrica conditie STC*	360	Wp
Tip celula	Siliciu monocristalin	
Numar de celule	6x20	
Greutate	19.5 Kg	
Dimensiuni	1755x1038x35 mm	
Tensiune la putere maxima - Vmp	34	Vdc
Tensiune de mers in gol - Voc	40.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - Isc	11.35	Adc
Curent la putere maxima- Imp	10.59	Adc
Coef. de temp. la curentul de scurtcircuit (TK Isc)	+0.048	%/°C
Coef. de temp. la tensiunea de mers in gol (TK Voc)	+0.270	%/°C
Coef. de variatie a puterii cu temperatura (TK Pmax)	-0.350	%/°C
Eficienta modul	19.8	%

* STC = Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m² iradiere solara la 1,5 masa aer si temperatura celulei la 25 °C.

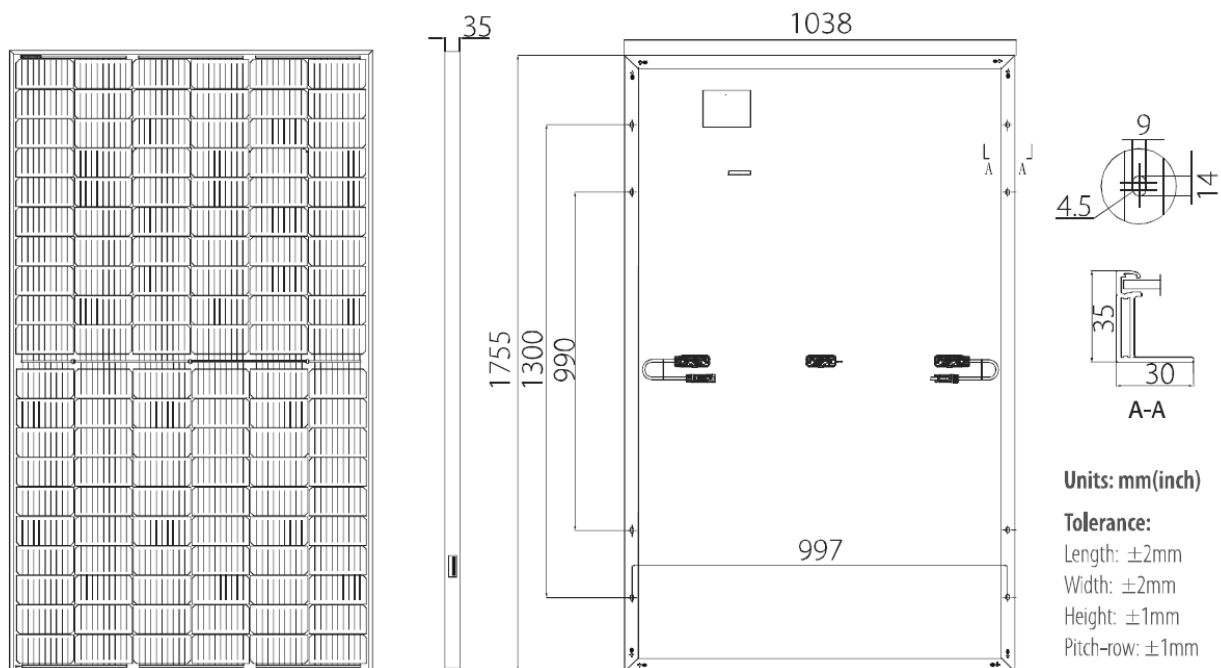
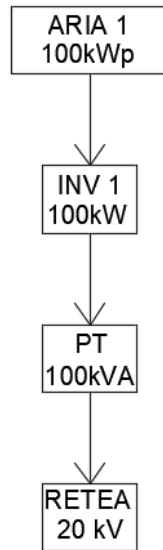


Figura 6 privind :Caracteristicile mecanice ale panourilor de 360W.

Pentru implementarea sistemului fotovoltaic cu puterea de 100 kWp a fost luata in calcul instalarea unei retele de 278 panouri. Puterea electrica totala este de 100 kWp

In baza analizei tehnologice si a analizei de productie, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus, se va alege capacitatea de lucru pentru inverterul de injectie in reseaua nationala. In urma investigatilor detaliate de conectare injectia in reseaua nationala se va face la tensiunea de 20kV.

In urma investigatilor tehnice si tehnologice, pentru aceasta varianta recomandam utilizarea invertoarelor de conversie din curent continuu in curent alternativ, cu puterea de 100 kW. Invertoarele au randamentul peste 98%, conform fiselor de producator. Sistemul fotovoltaic din cadrul acestui proiect are urmatoarea arhitectura si ierarhie :



Cele 278 de panouri fotovoltaice sunt distribuite conform schemei pe cele doua invertoare cu puterea de 100 kW. Invertorul are 10 MPPT, fiecare cu cate 2 string-uri.

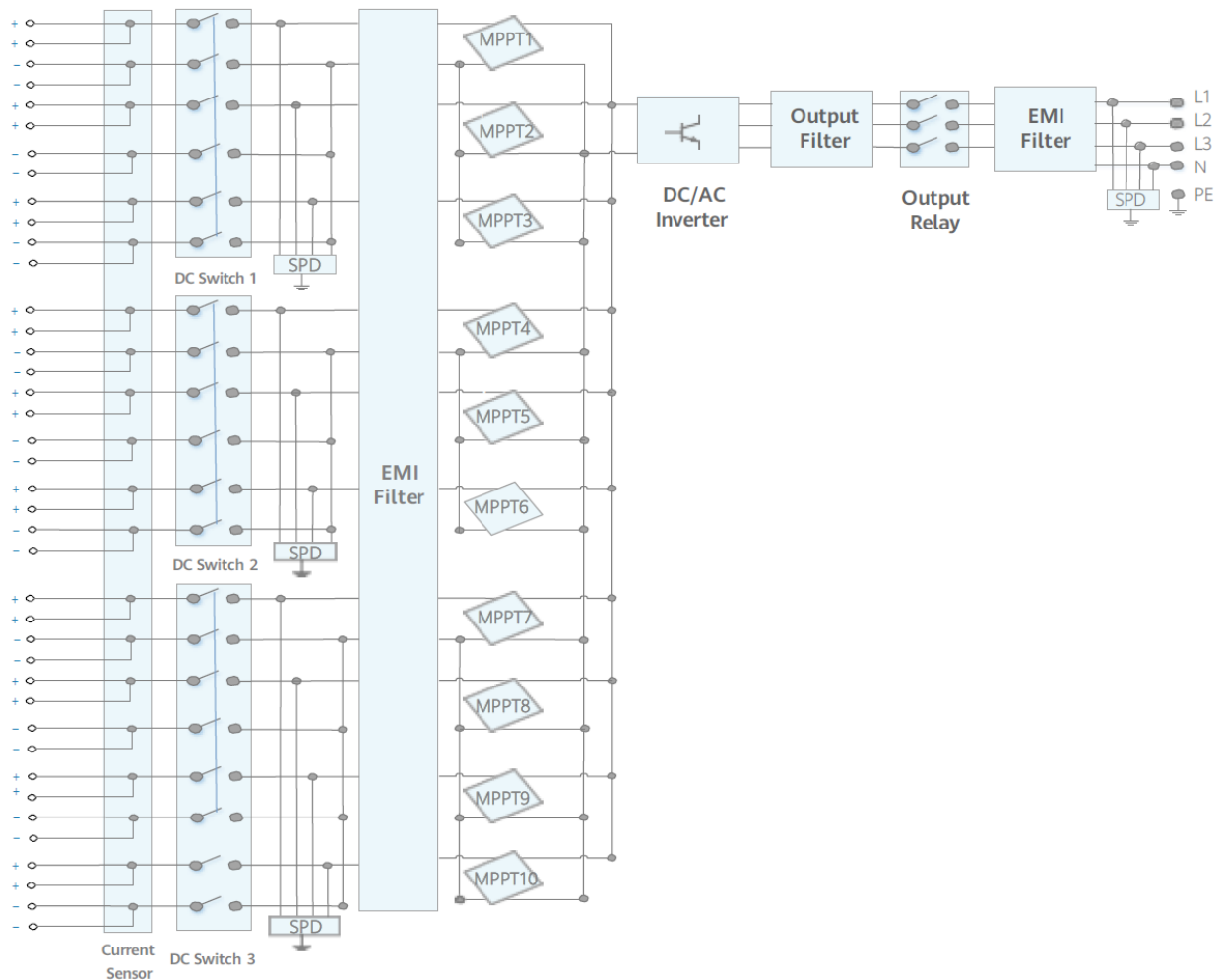


Figura 7 privind - Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

In proiectarea acestui sistem s-a tinut cont de urmatoarele caracteristici comune intalnite la invertoarele de 100 kW. A fost ales inverterul SUN2000-100KTL-M2

Eficienta		
Eficienta maxima la 400V	98.6	%
Eficienta in Europa la 400V	98.4	%
Intrare		
Tensiune max de intrare	1100	V
Curent max per MPPT	30	A
Curent maxim de scurt circuit per MPPT	20	A
Tensiune de pornire	200	V
Interval de functionare MPPT Range	200 ~ 1,000	V
Tensiune nominala de intrare	750	V
Numar de intrari	20	#
Numar de MPPT	10	#
Iesire		
Putere nominala AC	100,000 W	
Putere aparenta maxima AC	100,000 VA	
Putere activa maxima ($\cos\phi=1$)	110,000 W	
Tensiune nominala iesire	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE	
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz 60 Hz	
Curent nominal de iesire	144.4 A @ 400 V	
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V	
Interval reglabil al factorului de putere	0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. distorsiune armonica totala	< 3%	

Luand in calcul datele descrise anterior vom avea urmatoare impartire pe inverter.

Inverter 1		
Numar total de pv	278	buc.
Numar pv pe MPPT	46	buc.
Numar pv pe string	23	buc.
Putere maxima pe string	8280	Wp
Tensiune la putere maxima - Vmp	782	Vdc
Tensiune de mers in gol - Voc	931.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - Isc	22.7	Adc
Curent la putere maxima - Imp	21.18	Adc

Tinând cont de faptul ca tensiunile MPPT de intrare pentru invertor sunt situate între 200 Vdc și 1000 Vdc, rezulta ca structura aleasa este functionala si se incadreaza in parametrii de functionare.

Varianta 2

In aceasta varianta, pentru realizarea sistemului fotovoltaic cu puterea de 100 kWp a fost luata in calcul instalarea unei retele de 246 panouri **fotovoltaice monocristaline cu putere unitara de 410Wp**.

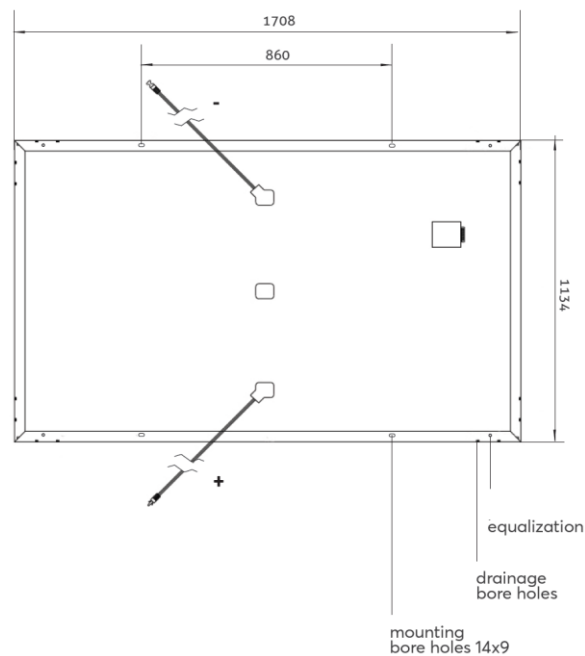


Figura 8 privind : Caracteristicile mecanice ale panourilor de 410Wp.

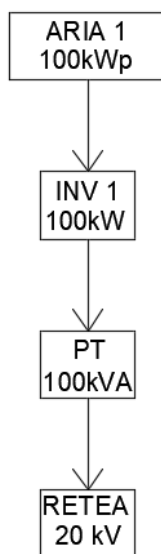
Panoul fotovoltaic monocristalin considerat are urmatoarele caracteristici electrice si mecanice

Modul fotovoltaic cuutere electrica conditie STC*	410	Wp
Tip celula	Siliciu monocristalin	
Numar de celule	108	
Greutate	20 Kg	
Dimensiuni	1708x1134x30 mm	
Tensiune la putere maxima - Vmp	30.4	Vdc
Tensiune de mers in gol - Voc	37.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - Isc	13.8	Adc
Curent la putere maxima- Imp	13.4	Adc
Coef. de temp. la curentul de scurtcircuit (TK Isc)	+0.05	%/°C
Coef. de temp. la tensiunea de mers in gol (TK Voc)	+0.25	%/°C
Coef. de variatie a puterii cu temperatura (TK Pmax)	-0.330	%/°C
Eficienta modul	21.3	%

* STC = Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m² iradiere solara la 1,5 masa aer si temperatura celulei la 25 °C.

In baza analizei tehnologice si a analizei de productie, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus, se va alege capacitatea de lucru pentru invertorul de injectie in retea nationala. In urma investigatilor detaliate de conectare injectia in retea nationala se va face la tensiunea de 20kV.

In urma investigatilor tehnice si tehnologice, pentru aceasta varianta recomandam utilizarea invertoarelor de conversie din curent continuu in curent alternativ, cu puterea de 100 kW. Invertoarele au randamentul peste 98%, conform fiselor de producator. Sistemul fotovoltaic din cadrul acestui proiect are urmatoarea arhitectura si ierarhie :



Cele 246 de panouri fotovoltaice sunt distribuite conform schemei pe cele doua invertoare cu puterea de 100 kW. Invertorul are 10 MPPT, fiecare cu cate 2 string-uri

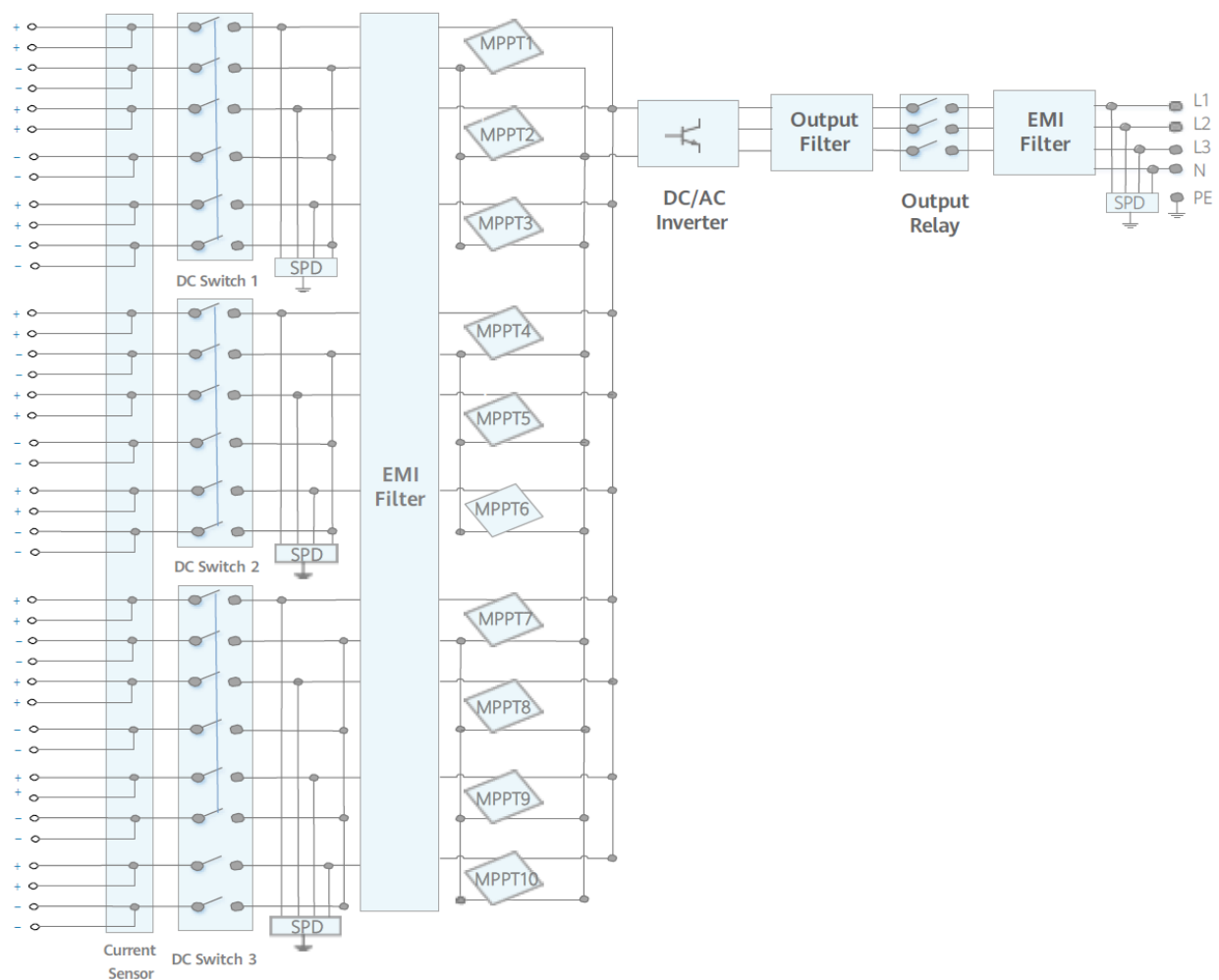


Figura 9 privind - Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

În proiectarea acestui sistem s-a ținut cont de următoarele caracteristici comune întâlnite la invertoarele de 100 kW. A fost ales invertorul SUN2000-100KTL-M2

Eficienta		
Eficienta maxima la 400V	98.6	%
Eficienta in Europa la 400V	98.4	%
Intrare		
Tensiune max de intrare	1100	V
Curent max per MPPT	30	A
Curent maxim de scurt circuit per MPPT	20	A
Tensiune de pornire	200	V
Interval de functionare MPPT Range	200 ~ 1,000	V
Tensiune nominala de intrare	750	V
Numar de intrari	20	#
Numar de MPPT	10	#
Iesire		
Putere nominala AC	100,000 W	
Putere aparenta maxima AC	100,000 VA	
Putere activa maxima ($\cos\phi=1$)	110,000 W	
Tensiune nominala iesire	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE	
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz 60 Hz	
Curent nominal de iesire	144.4 A @ 400 V	
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V	
Interval reglabil al factorului de putere	0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. distorsiune armonica totala	< 3%	

Luand in calcul datele descrise anterior vom avea urmatoare impartire pe inverter.

Invertor 1		
Numar total de pv	246	buc.
Numar pv pe MPPT	50	buc.
Numar pv pe string	25	buc.
Putere maxima pe string	10250	Wp
Tensiune la putere maxima - V_{mp}	760	Vdc
Tensiune de mers in gol - V_{oc}	937.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - I_{sc}	27.6	Adc
Curent la putere maxima - I_{mp}	26.8	Adc

Tinand cont de faptul ca tensiunile MPPT de intrare pentru inverter sunt situate intre 200 Vdc si 1000 Vdc, rezulta ca structura aleasa este functionala si se incadreaza in parametrii de functionare.

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic.

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	125.14	123.89	122.65	121.43	120.21	119.01	117.82	116.64	115.48	114.32
Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	113.18	112.05	110.93	109.82	108.72	107.63	106.55	105.49	104.43	103.39
Total [MWh]	2278.8									

3.3 Costurile estimative ale investiției:

Având la baza, descrierile tehnice din secțiunile precedente, din punct de vedere al costurilor, pentru fiecare variantă este prezentat devizul general după cum urmează:

VARIANTA 1:

În această variantă configurația sistemului este :

- Panouri fotovoltaice de 360 W: 278 bucăți
- Invertor de 100 kW : 1 bucată

VARIANTA 2:

În această variantă configurația sistemului este :

- Panouri fotovoltaice de 410 W: 246 bucăți
- Invertoare de 100 kW : 1 bucată

În urma analizei tehnico-economice, se recomandă folosirea variantei 2 având în vedere următoarele aspecte:

- Varianta 2 oferă mai multă flexibilitate în operare, permitând efectuarea lucrărilor de mentenanță pe module și arii fotovoltaice
- Varianta 2 ocupă o suprafață de teren mai mică cu aproximativ 12%
- Varianta 2 prezintă costuri mai scăzute datorită numărului mai mic de panouri și de construcții metalice aferente.

În consecință, analiza din prezentul studiu se va referi la varianta 2, bazată pe panouri fotovoltaice cu puterea de 410Wp/panou.

a) Elemente legate de construcția efectivă

Echipamente necesare funcționării centralei fotovoltaice sunt următoarele:

- Panouri fotovoltaice
- Invertoare
- Cadru de montare module+fundație cadru
- Cutii de legătură (de punere în paralel a sirurilor), de protecție și monitorizare siruri
- Dispozitive de protecție la: trasnet/supra-tensiune, scurt-circuit, tensiune/curent minim

- Sistemul electric pentru consumul intern (iluminat, supraveghere video, alimentare protecții)
- Transformatoare (pentru trecerea de la j.t. la m.t.) și protecția acestora – incluse în stațiile de transformare
- Cabluri (separat pentru partea de c.c., c.a., monitorizare și medie tensiune)
- Punct de conexiune în CEF
- Sistemul de supraveghere video al centralei
- Sistemul de supraveghere tip SCADA în CEF
- Punct de conexiune în Stația 110/20 kV inclusiv sistem SCADA pe MT

Premisa unei exploatare eficiente este o dimensionare corectă a tuturor componentelor instalației fotovoltaice.

Se au în vedere în principal:

- alegerea și dimensionarea fiecărui component al centralei fotovoltaice, inclusiv sistemul de monitorizare;
- alegerea corectă a tipului de modul fotovoltaic, parametrii importanți fiind caracteristicile de funcționare, condițiile de montaj (static sau mobil);
- calculul static al încărcării sistemului de susținere a modulelor fotovoltaice (zăpadă, vânt);
- alegerea schemei de conexiuni electrice ce corespunde cel mai bine aplicației;
- determinarea suprafeței utile de captare și a numărului necesar de module fotovoltaice;

b) Panourile fotovoltaice

Panourile fotovoltaice alese pentru construcția centralei au următoarele caracteristici mecano electrice:

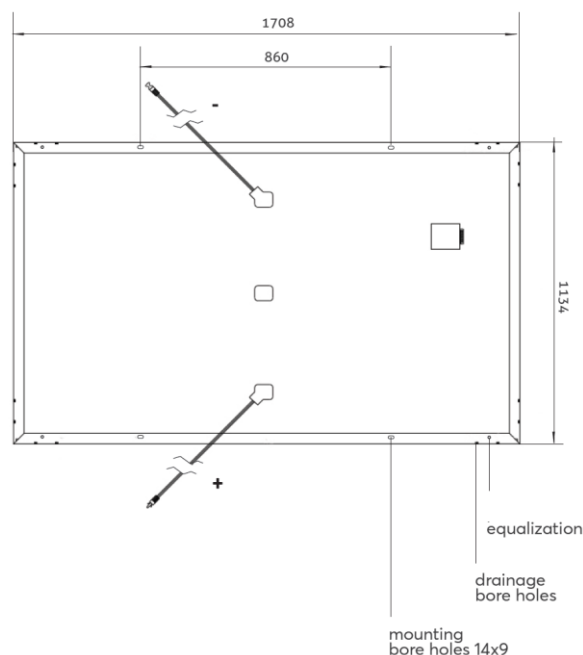


Figura 10 privind :Caracteristicile mecanice ale panourilor de 410Wp.

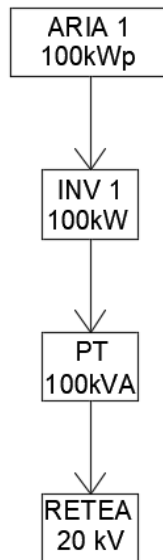
Panoul fotovoltaic monocristalin considerat are urmatoarele caracteristici electrice si mecanice

Modul fotovoltaic cuutere electrica conditie STC*	410	Wp
Tip celula	Siliciu monocristalin	
Numar de celule	108	
Greutate	20 Kg	
Dimensiuni	1708x1134x30 mm	
Tensiune la putere maxima - Vmp	30.4	Vdc
Tensiune de mers in gol - Voc	37.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - Isc	13.8	Adc
Curent la putere maxima- Imp	13.4	Adc
Coef. de temp. la curentul de scurtcircuit (TK Isc)	+0.05	%/°C
Coef. de temp. la tensiunea de mers in gol (TK Voc)	+0.25	%/°C
Coef. de variatie a puterii cu temperatura (TK Pmax)	-0.330	%/°C
Eficienta modul	21.3	%

* STC = Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m2 iradiere solara la 1,5 masa aer si temperatura celulei la 25 °C.

In baza analizei tehnologice si a analizei de productie, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus, se va alege capacitatea de lucru pentru invertorul de injectie in reseaua nationala. In urma investigatilor detaliate de conectare injectia in reseaua nationala se va face la tensiunea de 20kV.

In urma investigatilor tehnice si tehnologice, pentru aceasta varianta recomandam utilizarea invertoarelor de conversie din curent continuu in curent alternativ, cu puterea de 100 kW. Invertoarele au randamentul peste 98 %. In aceasta situatie este nevoie de un singur inverter. Sistemul fotovoltaic din cadrul acestui proiect are urmatoarea arhitectura si ierarhie:



Cele 246 de panouri fotovoltaice sunt distribuite conform schemei pe cele doua invertoare cu puterea de 100 kW. Invertorul are 10 MPPT, fiecare cu cate 2 string-uri

Arhitectura SAF este bazata pe distributia grupata a panourilor fotovoltaice pe un singur inverter de 100 kW. In proiectarea acestui sistem s-a tinut cont de urmatoarele caracteristici comune intalnite la invertorele de 100kW. A fost ales invertorul SUN2000-100KTL-M2

c) Specificatii tehnice pentru invertore



Eficienta		
Eficienta maxima la 400V	98.6	%
Eficienta in Europa la 400V	98.4	%
Intrare		
Tensiune max de intrare	1100	V
Curent max per MPPT	30	A
Curent maxim de scurt circuit per MPPT	20	A
Tensiune de pornire	200	V
Interval de functionare MPPT Range	200 ~ 1,000	V
Tensiune nominala de intrare	750	V
Numar de intrari	20	#
Numar de MPPT	10	#
Iesire		
Putere nominala AC	100,000 W	
Putere aparenta maxima AC	100,000 VA	
Putere activa maxima (cosφ=1)	110,000 W	
Tensiune nominala iesire	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE	
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz 60 Hz	
Curent nominal de iesire	144.4 A @ 400 V	
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V	
Interval reglabil al factorului de putere	0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. distorsiune armonica totala	< 3%	

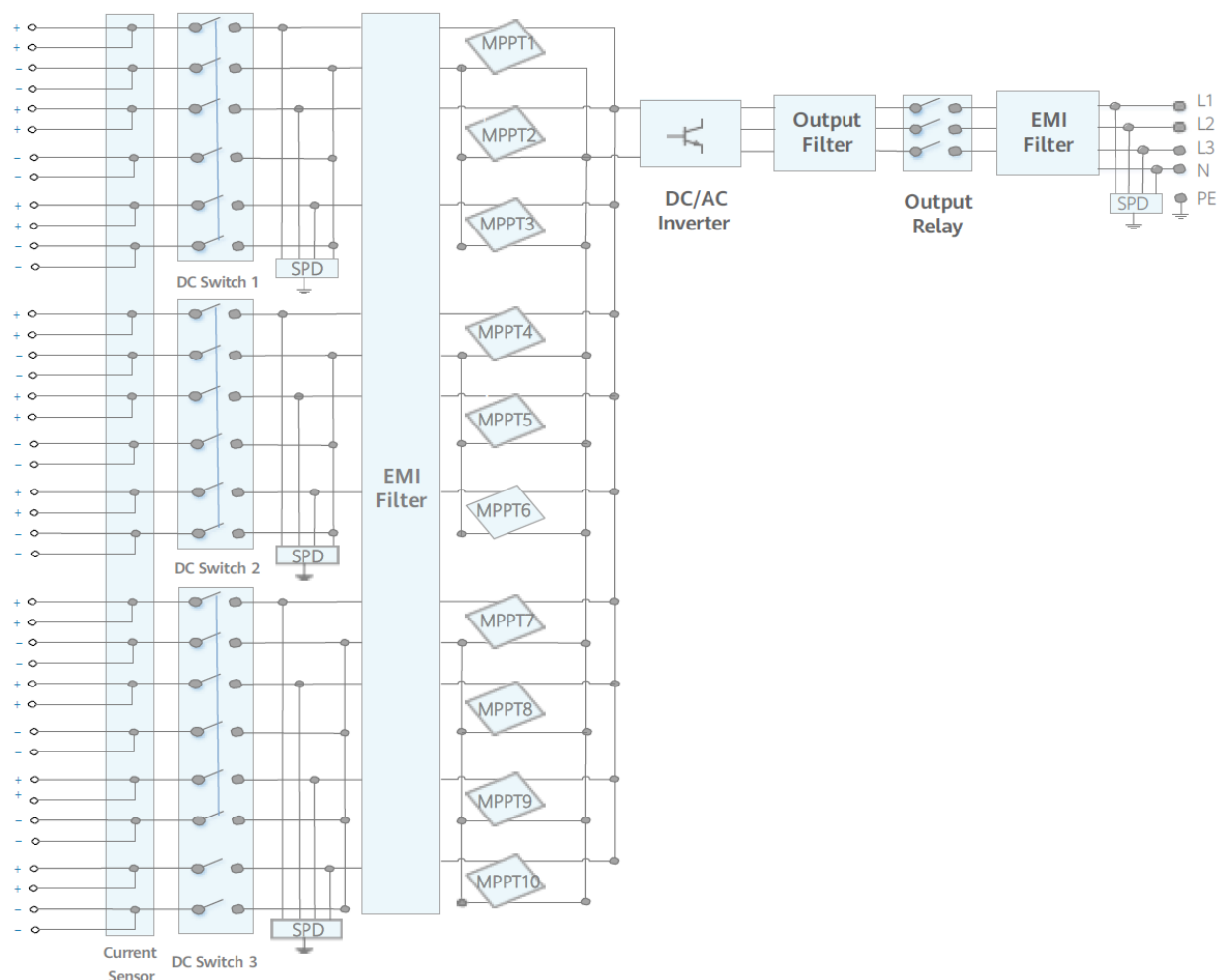


Fig. privind – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

d) Transformatoare de 100 kVA

Principalele caracteristici tehnice ale transformatoarelor folosite pentru evacuarea puterii produse sunt prezentate in tabelul de mai jos.

Caracteristici tehnice transformator 100 kVA	
Construcție	etans, cu izolație în ulei, echipat cu releu de supratemperatură; $S_n=100$ kVA; $U_1/U_2=0.4/20$ kVA
Capacitate nominală	100 kVA
Răcire	aer, ventilație forțată
Material conductor	aluminiu/aluminiu+cupru
Material izolator	Ulei electroizolant
Condiții de mediu, climatice și foc	E2/C2/F1
Condiții termice	F-F

Iesire – racorduri	$\pm 2 \times 2.5\%$
Conexiuni	Dyn11
Tensiune de scurt-circuit	$< 6\%$ (24kV)
Pierderi in gol	Maxim 145 W
Pierderi in sarcina	Maxim 1750 W
Fabricatie	UE

Alte caracteristici:

- Miez cu 3 coloane, din tole de transformator, izolate pe ambele parti, cu pierderi reduse.
- Infasura pe partea de joasa tensiune din banda de aluminiu, spire lipite fix printr-un material de izolatie a suprafetelor.
- Racordul pe partea de medie tensiune - dispunere variabila pentru o configuratie optima.
- Suporti elastici antivibratie pentru reducerea vibratiilor mecanice ale miezului si a infasarilor si pentru scaderea valorilor zgomotului.
- Cadru de presare si rulare roti bidirectionate sau cu posibilitati de alunecare.
- Clasa de clima C2 (la montaj in exterior trebuie pastrat gradul de protectie IP23). Clasa de mediu E2 (medii cu umiditate 90% si temperatura 50°C).
- Clasa incendiu:F1
- Supravegherea temperaturii prin termorezistor (PTC sau PT100).

e) Caracteristicile principale ale construcțiilor din cadrul obiectivului de investiții

Caracteristicile tehnice ale echipamentelor fotovoltaice si specifice statiilor de transformare au fost stabilite dupa cum urmeaza:

– modulele fotovoltaice asezate pe structura metalica fixa, cu 2 picioare, orientata spre sud.

In functie de testele de tractiune, picioarele vor fii batute intre 1,5 metrii pana la 2 metrii adancime.

Inclinarea modulelor va fi la [36] grade si [0] grade azimuth deviere fata de Sud;

– traseul de cabluri atat pe partea de c.c. cat si pe partea de c.a., fie ingropate (cabluri subterane), fie pozate in canale de cabluri tip grilaj (jgheab), fie pozate direct pe stelaje.

f) Solutia de ingradire, securitate si monitorizare

Centrala fotovoltaica va fi dotata cu sistem de securitate si monitorizare cu urmatoarele componente:

- Protectie perimetrala cu bariere de infrarosu si supraveghere video
- Control acces in incinta

Sistemul va fi instalat in camera de comanda. El va asigura functiile de achizitie de date, prelucrarea acestora si alarmarea optica si acustica cand este necesar. Informatiile inclusiv alarmarea se vor transmite la distanta prin intermediul sistemului de control. Sistemul este dotat si cu detectoare de incendiu.

Sistemul de securitate va fi prevazut si cu 10 puncte de control acces ce vor fi montate in diverse locuri de pe teritoriul parcului fotovoltaic, cu rolul de a monitoriza activitatea de operare (efectuarea inspectiilor vizuale a instalatiilor si a rondurilor PSI de catre personalul de supraveghere operativa).

Centrala fotovoltaica va fi protejata cu un gard din sarma metalica galvanizata cu inaltimea..

g) Priza de pamant

Instalatia de legare la pamant se compune din:

- priza de pamant
- piesele de separatie
- conductoarele de legatura

Fiecare rand fotovoltaic va fi conectat la o priza de pamant separata relizata cu conductor monofilar cu sectiunea de 10 mm².

h) Post de transformare

Pentru postul de transformare se vor avea in vedere urmatoarele date tehnice:

<i>Caracteristici tehnice transformator 100 kVA</i>	
Constructie	etans, cu izolatie in ulei, echipat cu releu de supratemperatura; Sn=100 kVA; U1/U2=0.4/20kVA
Capacitate nominala	100 kVA
Racire	aer, ventilare fortata
Material conductor	aluminiu/aluminiu+cupru
Material izolator	Ulei electroizolant
Conditii de mediu, climatice si foc	E2/C2/F1
Conditii termice	F-F
Iesire – racorduri	±2x2.5%
Conexiuni	Dyn11
Tensiune de scurt-circuit	<6% (24kV)
Pierderi in gol	Maxim 145 W
Pierderi in sarcina	Maxim 1750 W
Fabricatie	UE

Postul de transformare va fi montat pe stalp de electricitate.

Descrierea succinta a solutiei de racordare:

- a) Punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune 20 kV, in LEA 20 kV Dobrun
- b) Instalatia de racordare existenta in momentul emiterii avizului, **nu este cazul**;
- c) Lucrari pentru realizarea instalatiei de racordare
In zona in care va fi amplasata CEF, exista LEA 20 kV Dobrun.

Analizor calitate energie electrica de clasa A, conform standardelor IEC 6100-4-30 si SR EN 50160, tip ION 7650. Analizorul va fi integrat in sistemul de monitorizare a parametrilor de calitate a energiei electrice. Analizorul va fi alimentat la tensiunea de 48 V cc.

i) Racordarea la facilitati si alte utilitati

In prezent, pe amplasament nu exista utilitati: retea de alimentare cu apa, retea de canalizare, retea electrica.

Asigurarea utilitatilor pe amplasament se va realiza dupa cum urmeaza:

Apa rece in scopuri potabile, pentru personalul de deservire, va fi asigurata prin intermediul dozatatoarelor, furnizate de catre o firma agreata de catre Directia Sanitara, pe baza de contract.

Energia electrica necesara va fi produsa in cadrul obiectivului.

Deseurile menajere generate pe amplasament se vor colecta selectiv de catre societatea de salubritate locala, pe baza de contract.

3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

- studiu topografic : anexat

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției

Nr. Crt	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	x	x									
2	Livrare echipamente		x	x	x								
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x	x	x	x		
4	PIF										x	x	
5	Obținerea certificatului de										x	x	

	Racordare												
6	Întocmire raport audit											X	X

Durata de executie a obiectivului de investitii (perioada, exprimata in luni, cuprinsa intre data stabilita de investitor pentru inceperea lucrarilor de executie si comunicata executantului si data incheierii procesului-verbal privind admiterea receptiei la terminarea lucrarilor) este de 12 luni calendaristice.

3.3. Costurile estimative ale investitiei

Valoarea lucrărilor a fost determinată conform legislației în vigoare, pe obiecte - pe baza ofertelor de pret ale furnizorilor sau distribuitorilor care au furnizat oferte. De asemenea , s-au luat in considerare, costuri pentru investitii similare corelativ cu caracteristicile tehnice si parametrii specifici obiectivului de investitii .

Valoarea totală a obiectivului de investiție a fost determinată pe structura devizului general, conform prevederilor legale: H. G. 907/2016 privind aprobarea continutului – cadru al documentatiei tehnico- economice aferente investitiilor publice , precum si a structurii si metodologiei de elaborare a devizului general general pentru obiective de investitii si lucrari de interventii .

Devizul general , devizele financiare ,devizele pe obiect se prezinta in anexa la prezenta documentatie.

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

Costurile estimative de operare pe durata normata de viata /de amortizare a investitiei publice sunt calculate in functie de cheltuielile cu utilitatile, intretinere, etc

Din punct de vedere al costurilor, pentru fiecare varianta este prezentat devizul general dupa cum urmeaza:

VARIANTA 1:

In aceasta varianta configuratia sistemului este :

- Panouri fotovoltaice de 360 W: 278 bucati
- Invertor de 100 kW : 1 bucata

VARIANTA 1

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitatie	Pret unitar lei fara TVA	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
					lei	lei	lei

1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOLUL 1							
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1.	Obținerea terenului				0.00	0.00	0.00
1.2.	Amenajarea terenului	ansamblu	1	7,500.00	7,500.00	1,425.00	8,925.00
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la starea inițială				0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilitatilor				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1					7,500.00	1,425.00	8,925.00
CAPITOLUL 2							
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții							
2.1.	Sistem fotovoltaic				0.00	0.00	0.00
2.2.	Iluminat				0.00	0.00	0.00
2.3.	Imprejmuire	buc	1	365.00	365.00	69.35	434.35
2.2.	Injectie in rețeaua electrica nationala	buc	1	5,772.70	5,772.70	1,096.81	6,869.51
TOTAL CAPITOL 2					6,137.70	1,166.16	7,303.86
CAPITOLUL 3							
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii				0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren				0.00	0.00	0.00
3.2.	Documentatie-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	buc	1	467.00	467.00	88.73	555.73
3.3.	Expertiza tehnica				0.00	0.00	0.00
3.4.	Certificarea performantei energetice ai auditul energetic al cladirilor				0.00	0.00	0.00
3.5.	Proiectare/Studiu de Fezabilitate	buc	1	82,500.00	82,500.00	15,675.00	98,175.00
	3.5.1. Temă de proiectare				0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate				0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	buc	1	75,000.00	75,000.00	14,250.00	89,250.00
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor or	buc	1	7,500.00	7,500.00	1,425.00	8,925.00

	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție				0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție				0.00	0.00	0.00
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	buc	1	2,196.39	2,196.39	417.31	2,613.70
3.7.	Consultanță	buc	1	28,553.05	28,553.05	5,425.08	33,978.13
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	buc	1	28,553.05	28,553.05	5,425.08	33,978.13
	3.7.2. Auditul financiar				0.00	0.00	0.00
3.8.	Asistență tehnică	buc	1	3,294.58	3,294.58	0.00	3,294.58
	3.8.1 Asistenta tehnica din partea proiectantului	buc	1	3,294.58	3,294.58	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	buc			0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții				0.00	0.00	0.00
	3.8.2 Dirigentie de santier				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 3					117,011.02	21,606.12	138,617.15
CAPITOLUL 4							
Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1.	Construcții și instalații				375,276.17	71,302.47	446,578.65
	4.1.1. Sistem panouri fotovoltaice	buc	278	724.73	201,475.87	38,280.41	239,756.28
	4.1.2. Invertor 70kW	buc	1	24,445.69	24,445.69	4,644.68	29,090.37
	4.1.3. Modul comunicatie	buc	1	15,194.05	15,194.05	2,886.87	18,080.92
	4.1.4. Tablou electric, cabluri si accesorii electrice	ansamblu	1	74,632.16	74,632.16	14,180.11	88,812.27
	4.1.5. Structura prindere panouri fotovoltaice	ansamblu	1	59,528.41	59,528.41	11,310.40	70,838.80
4.2.	Montaj utilaje , echipamente tehnologice și funcționale	ansamblu	1	23,490.01	23,490.01	4,463.10	27,953.11
4.3.	A. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesita montaj				0.00	0.00	0.00
4.4.	B. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesita montaj si echipamente de transport				0.00	0.00	0.00

4.5.	C. Dotări				0.00	0.00	0.00
4.6.	D. Active necorporale				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4					398,766.18	75,765.58	474,531.76
CAPITOLUL 5							
Alte cheltuieli							
5.1.	Organizare de şantier				0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcţii si instalatii aferente organizarii de santier				0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului				0.00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului				4,330.24	822.75	5,152.99
	5.2.1 Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare				0.00	0.00	0.00
	5.2.2 Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii (0,5%)				0.00	0.00	0.00
	5.2.3 Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii (0,1%)				0.00	0.00	0.00
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor-CSC 0,50%				0.00	0.00	0.00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatie de construire/desfiintare	buc	1	4,330.24	4,330.24	822.75	5,152.99
5.3.	Cheltuieli diverse şi neprevăzute 0%	buc	1	35,000.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00
5.4.	Cheltuieli de publicitate si informare	buc	1	1,500.00	1,500.00	285.00	1,785.00
TOTAL CAPITOL 5					40,830.24	7,757.75	48,587.99
CAPITOLUL 6							
Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste							
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare				0.00	0.00	0.00
6.2.	Probe tehnologice şi teste				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 6					0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL					570,245.15	107,720.61	677,965.75
Din care C+M					412,403.88	78,356.74	490,760.62

VARIANTA 2:

În această variantă configurația sistemului este :

- Panouri fotovoltaice de 540 W: 130 bucăți
- Invertoare de 70kW : 1 bucată

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	Pret unitar lei fara TVA	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
					lei	lei	lei
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOLUL 1							
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1.	Obținerea terenului				0.00	0.00	0.00
1.2.	Amenajarea terenului	buc	1	7,500.00	7,500.00	1,425.00	8,925.00
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la starea inițială				0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilitatilor				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1					7,500.00	1,425.00	8,925.00
CAPITOLUL 2							
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții							
2.1.	Sistem fotovoltaic				0.00	0.00	0.00
2.2.	Iluminat				0.00	0.00	0.00
2.3.	Imprejmuire	buc	1	4,365.00	4,365.00	829.35	5,194.35
2.2.	Injectie în rețeaua electrică națională	buc	1	5,772.70	5,772.70	1,096.81	6,869.51
TOTAL CAPITOL 2					10,137.70	1,926.16	12,063.86
CAPITOLUL 3							
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii				0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren				0.00	0.00	0.00
3.2.	Documentație-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	buc	1	467.00	467.00	88.73	555.73
3.3.	Expertiza tehnică				0.00	0.00	0.00
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor				0.00	0.00	0.00
3.5.	Proiectare/Studiu de Fezabilitate	buc	1	80,000.00	80,000.00	15,200.00	95,200.00
	3.5.1. Temă de proiectare	buc	1	0.00	0.00	0.00	0.00

	3.5.2. Studiu de preferezabilitate	<i>buc</i>			0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	<i>buc</i>	1	35,000.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	<i>buc</i>	1	500.00	500.00	95.00	595.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	<i>buc</i>	1	1,000.00	1,000.00	190.00	1,190.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	<i>buc</i>	1	43,500.00	43,500.00	8,265.00	51,765.00
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	<i>buc</i>	1	2,196.39	2,196.39	417.31	2,613.70
3.7.	Consultanță	<i>buc</i>	1	27,053.05	27,053.05	5,140.08	32,193.13
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	<i>buc</i>	1	22,053.05	22,053.05	4,190.08	26,243.13
	3.7.2. Auditul financiar	<i>buc</i>	1	5,000.00	5,000.00	950.00	5,950.00
3.8.	Asistență tehnică	<i>buc</i>	1	8,294.58	8,294.58	950.00	9,244.58
	3.8.1 Asistenta tehnica din partea proiectantului	<i>buc</i>	1	3,294.58	3,294.58	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	<i>buc</i>	1	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	<i>buc</i>	1	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.2 Dirigentie de santier	<i>buc</i>	1	5,000.00	5,000.00	950.00	5,950.00
TOTAL CAPITOL 3					118,011.02	21,796.12	139,807.15
CAPITOLUL 4							
Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1.	Construcții și instalații				402,938.99	76,558.41	479,497.39
	4.1.1. Sistem panouri fotovoltaice	<i>buc</i>	246	825.39	203,046.12	38,578.76	241,624.89
	4.1.2. Invertor 70kW	<i>buc</i>	1	34,445.69	34,445.69	6,544.68	40,990.37
	4.1.3. Modul comunicatie	<i>buc</i>	1	25,194.05	25,194.05	4,786.87	29,980.92
	4.1.4. Tablou electric, cabluri si accesorii electrice	<i>buc</i>	1	80,724.72	80,724.72	15,337.70	96,062.41
	4.1.5. Structura prindere panouri fotovoltaice	<i>buc</i>	1	59,528.41	59,528.41	11,310.40	70,838.80
4.2.	Montaj utilaje , echipamente tehnologice și funcționale	<i>buc</i>	1	23,490.01	23,490.01	4,463.10	27,953.11

4.3.	A. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesita montaj				0.00	0.00	0.00
4.4.	B. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesita montaj si echipamente de transport				0.00	0.00	0.00
4.5.	C. Dotări				0.00	0.00	0.00
4.6.	D. Active necorporale				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4					426,429.00	81,021.51	507,450.51
CAPITOLUL 5							
Alte cheltuieli							
5.1.	Organizare de șantier				0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții si instalatii aferente organizarii de santier				0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului				0.00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului				4,330.24	822.75	5,152.99
	5.2.1 Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare				0.00	0.00	0.00
	5.2.2 Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii (0,5%)				0.00	0.00	0.00
	5.2.3 Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii (0,1%)				0.00	0.00	0.00
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor-CSC 0,50%				0.00	0.00	0.00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatie de construire/desfiintare	buc	1	4,330.24	4,330.24	822.75	5,152.99
5.3.	Cheltuieli diverse și neprevăzute 0%	buc	1	0.00	0.00	0.00	0.00
5.4.	Cheltuieli de publicitate si informare	buc	1	1,500.00	1,500.00	285.00	1,785.00
TOTAL CAPITOL 5					5,830.24	1,107.75	6,937.99
CAPITOLUL 6							
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste							
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare				0.00	0.00	0.00

6.2.	Probe tehnologice și teste				0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 6					0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL					567,907.96	107,276.54	675,184.50
Din care C+M					444,066.70	84,372.67	528,439.37

În urma analizei tehnico –economice, se recomandă folosirea variantei 2 având în vedere următoarele aspecte:

- Varianta 2 oferă mai multă flexibilitate în operare, permitând efectuarea lucrărilor de mentenanță pe module și arii fotovoltaice
- Varianta 2 ocupă o suprafață de teren mai mică cu aproximativ 12%
- Varianta 2 prezintă costuri mai scăzute datorită numărului mai mic de panouri și de construcții metalice aferente.

În consecință, analiza din prezentul studiu se va referi la varianta 2, bazată pe panouri fotovoltaice cu puterea de 410Wp/panou.

Elemente legate de construcția efectivă

Echipamente necesare funcționării centralei fotovoltaice sunt următoarele:

- Panouri fotovoltaice
- Invertoare
- Cadru de montare module+fundație cadru
- Cutii de legătură (de punere în paralel a sirurilor), de protecție și monitorizare siruri
- Dispozitive de protecție la: trăsnet/supra-tensiune, scurt-circuit, tensiune/curent minim
- Sistemul electric pentru consumul intern (iluminat, supraveghere video, alimentare protecții)
- Transformatoare (pentru trecerea de la j.t. la m.t.) și protecția acestora – incluse în stațiile de transformare
- Cabluri (separat pentru partea de c.c., c.a., monitorizare și medie tensiune)
- Punct de conexiune în CEF
- Sistemul de supraveghere video al centralei
- Sistemul de supraveghere tip SCADA în CEF

Premisa unei exploatare eficiente este o dimensionare corectă a tuturor componentelor instalației fotovoltaice.

Se au în vedere în principal:

- alegerea și dimensionarea fiecărui component al centralei fotovoltaice, inclusiv sistemul de monitorizare;
- alegerea corectă a tipului de modul fotovoltaic, parametrii importanți fiind caracteristicile de funcționare, condițiile de montaj (static sau mobil);
- calculul static al încărcării sistemului de susținere a modulelor fotovoltaice (zăpadă, vânt);
- alegerea schemei de conexiuni electrice ce corespunde cel mai bine aplicației;
- determinarea suprafeței utile de captare și a numărului necesar de module fotovoltaice;

a) Panourile fotovoltaice

Panourile fotovoltaice alese pentru constructia centralei au urmatoarele caracteristici mecano electrice:

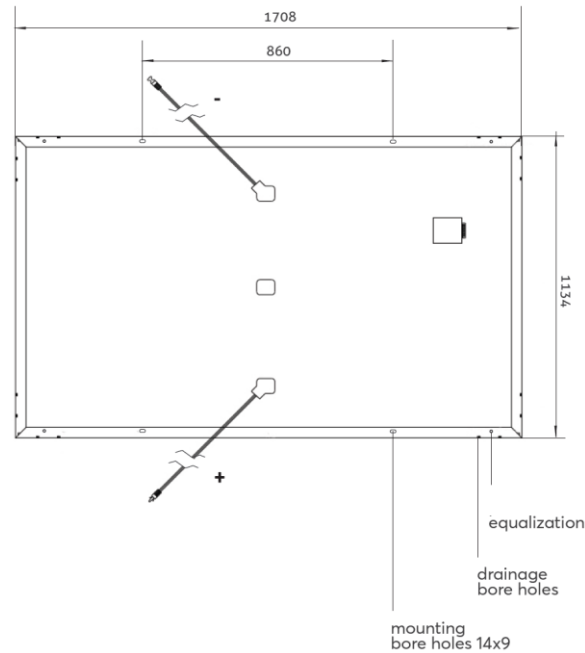


Figura 10 privind :Caracteristicile mecanice ale panourilor de 410Wp.

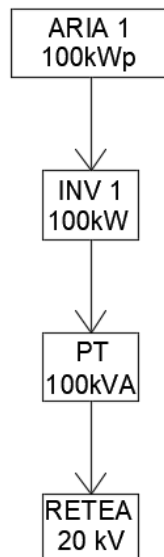
Panoul fotovoltaic monocristalin considerat are urmatoarele caracteristici electrice si mecanice

Modul fotovoltaic cuutere electrica conditie STC*	410	Wp
Tip celula	Siliciu monocristalin	
Numar de celule	108	
Greutate	20 Kg	
Dimensiuni	1708x1134x30 mm	
Tensiune la putere maxima - Vmp	30.4	Vdc
Tensiune de mers in gol - Voc	37.5	Vdc
Curent de mers in scurt circuit - Isc	13.8	Adc
Curent la putere maxima- Imp	13.4	Adc
Coef. de temp. la curentul de scurtcircuit (TK Isc)	+0.05	%/°C
Coef. de temp. la tensiunea de mers in gol (TK Voc)	+0.25	%/°C
Coef. de variatie a puterii cu temperatura (TK Pmax)	-0.330	%/°C
Eficienta modul	21.3	%

* STC = Standard Test Conditions (STC): 1000 W/m² iradiere solara la 1,5 masa aer si temperatura celulei la 25 °C.

În baza analizei tehnologice și a analizei de producție, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus, se va alege capacitatea de lucru pentru invertorul de injectie în rețeaua națională. În urma investigațiilor detaliate de conectare injectia în rețeaua națională se va face la tensiunea de 20kV.

În urma investigațiilor tehnice și tehnologice, pentru această variantă recomandăm utilizarea invertoarelor de conversie din curent continuu în curent alternativ, cu puterea de 100 kW. Invertoarele au randamentul peste 98%. În această situație este nevoie de un singur inverter. Sistemul fotovoltaic din cadrul acestui proiect are următoarea arhitectură și ierarhie:



Cele 246 de panouri fotovoltaice sunt distribuite conform schemei pe cele două invertoare cu puterea de 100 kW. Invertorul are 10 MPPT, fiecare cu câte 2 string-uri

Arhitectura SAF este bazată pe distribuția grupată a panourilor fotovoltaice pe un singur inverter de 100 kW. În proiectarea acestui sistem s-a ținut cont de următoarele caracteristici comune întâlnite la invertoarele de 100kW. A fost ales inverterul SUN2000-100KTL-M2

b) Specificații tehnice pentru invertoare



Eficienta		
Eficienta maxima la 400V	98.6	%
Eficienta in Europa la 400V	98.4	%
Intrare		
Tensiune max de intrare	1100	V
Curent max per MPPT	30	A
Curent maxim de scurt circuit per MPPT	20	A
Tensiune de pornire	200	V
Interval de functionare MPPT Range	200 ~ 1,000	V
Tensiune nominala de intrare	750	V
Numar de intrari	20	#
Numar de MPPT	10	#
Iesire		
Putere nominala AC	100,000 W	
Putere aparenta maxima AC	100,000 VA	
Putere activa maxima ($\cos\phi=1$)	110,000 W	
Tensiune nominala iesire	400 V / 480 V, 3W+(N)+PE	
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz 60 Hz	
Curent nominal de iesire	144.4 A @ 400 V	
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V	
Interval reglabil al factorului de putere	0.8 LG ... 0.8 LD	
Max. distorsiune armonica totala	< 3%	

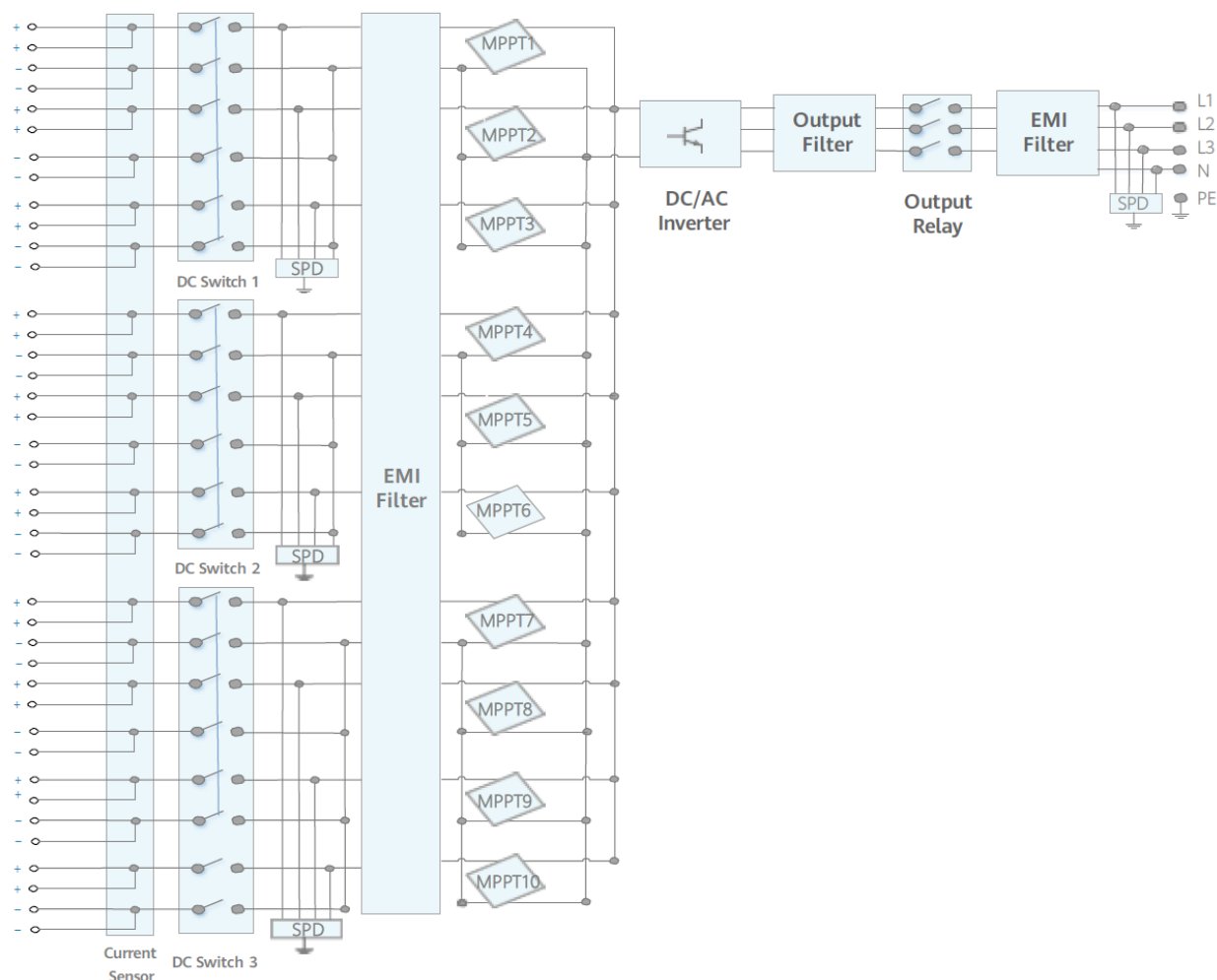


Fig. privind – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

c) Transformatoare de 100 kVA

Pentru postul de transformare se vor avea in vedere urmatoarele date tehnice:

Caracteristici tehnice transformator 100 kVA	
Construcție	etans, cu izolație în ulei, echipat cu releu de suprațemperatură; $S_n=100 \text{ kVA}$; $U_1/U_2=0.4/20\text{kVA}$
Capacitate nominală	100 kVA
Racire	aer, ventilare forțată
Material conductor	aluminiiu/aluminiiu+cupru
Material izolator	Ulei electroizolant
Condiții de mediu, climatice și foc	E2/C2/F1
Condiții termice	F-F

Iesire – racorduri	$\pm 2 \times 2.5\%$
Conexiuni	Dyn11
Tensiune de scurt-circuit	$< 6\%$ (24kV)
Pierderi in gol	Maxim 145 W
Pierderi in sarcina	Maxim 1750 W
Fabricatie	UE

Alte caracteristici:

- Miez cu 3 coloane, din tole de transformator, izolate pe ambele parti, cu pierderi reduse.
- Infasura pe partea de joasa tensiune din banda de aluminiu, spire lipite fix printr-un material de izolatie a suprafetelor.
- Racordul pe partea de medie tensiune - dispunere variabila pentru o configuratie optima.
- Suporti elastici antivibratie pentru reducerea vibratiilor mecanice ale miezului si a infasurarilor si pentru scaderea valorilor zgomotului.
- Cadru de presare si rulare roti bidirectionate sau cu posibilitati de alunecare.
- Clasa de clima C2 (la montaj in exterior trebuie pastrat gradul de protectie IP23). Clasa de mediu E2 (medii cu umiditate 90% si temperatura 50°C).
- Clasa incendiu:F1
- Supravegherea temperaturii prin termorezistor (PTC sau PT100).

Caracteristicile principale ale construcțiilor din cadrul obiectivului de investiții

Caracteristicile tehnice ale echipamentelor fotovoltaice si specifice statiilor de transformare au fost stabilite dupa cum urmeaza:

- modulele fotovoltaice asezate pe structura metalica fixa, cu 2 picioare, orientata spre sud. In functie de testele de tractiune, picioarele vor fii batute intre 1,5 metrii pana la 2 metrii adancime. Inclinarea modulelor va fi la [36] grade si [0] grade azimuth deviere fata de Sud;
- traseul de cabluri atat pe partea de c.c. cat si pe partea de c.a., fie ingropate (cabluri subterane), fie pozate in canale de cabluri tip grilaj (jgheab), fie pozate direct pe stelaje.

Cladirile si echipamentele ce se vor construi vor avea destinatie unica specifica functionarii unei centrale fotovoltaice descrise in prezentul SF plus anexe gospodaresti si vor avea caracter definitiv.

Solutia de ingradire, securitate si monitorizare

Centrala fotovoltaica va fi dotata cu sistem de securitate si monitorizare cu urmatoarele componente:

- Protectie perimetrala cu bariere de infrarosu si supraveghere video
- Control acces in incinta

Sistemul va fi instalat în camera de comandă. El va asigura funcțiile de achiziție de date, prelucrarea acestora și alarmarea optică și acustică când este necesar. Informațiile inclusiv alarmarea se vor transmite la distanță prin intermediul sistemului de control. Sistemul este dotat și cu detectoare de incendiu.

Sistemul de securitate va fi prevăzut și cu 10 puncte de control acces ce vor fi montate în diverse locuri de pe teritoriul parcului fotovoltaic, cu rolul de a monitoriza activitatea de operare (efectuarea inspecțiilor vizuale a instalațiilor și a rondurilor PSI de către personalul de supraveghere operativă).

Centrala fotovoltaică va fi protejată cu un gard din sarmă metalică galvanizată cu înălțimea de 2m. Structura de rezistență a acestuia este asigurată de stalpi din teavă galvanizată cu diametrul de 60mm, pe fundații izolate de beton cu dimensiunile de 30 x 30 x 90 cm. Între stalpi se vor monta rame de susținere a plasei metalice cu înălțime de 2m. Acestea vor fi zincate. Împrejmuirea va fi ridicată la 5cm față de sol pentru protecție. Distanța între stalpi va fi de 3m.

Accesul în incintă se va face pe o poartă dublă. Portile se vor sprijini pe stalpi metalici cu diametrul de 75mm și vor fi fixați în fundații de beton cu dimensiunea de 70x70x90cm. Portile vor fi constituite din rame metalice galvanizate pe care se va fixa o plasă galvanizată cu înălțimea de 1,9m. Aceste porți vor fi dotate cu sisteme de închidere și protecție.

Canalul de drenaj va fi de asemenea împrejmuț cu un gard galvanizat de 1,5m înălțime

Priza de pamant

Instalația de legare la pamant se compune din:

- priza de pamant
- piesele de separație
- conductoarele de legătură

Fiecare rând fotovoltaic va fi conectat la o priză de pamant separată realizată cu conductor monofilar cu secțiunea de 10 mm².

3.4. Studii de specialitate

Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

Importanța obiectivului de investiție

Clasa de importanță a obiectivului conf. STAS 4273/83

Lucrările au fost încadrate ca lucrări de construcții de importanță secundară, construcții a căror avariere are o influență redusă asupra altor obiective social-economice și care conform punctului 1.2 tabel 1 din STAS 4273/83, are clasa de importanță IV. Ținând cont de durata de exploatare proiectată, construcțiile sunt considerate lucrări definitive (permanente).

Conform metodologiei de stabilire a categoriei de importanță a construcțiilor a rezultat că lucrările se încadrează în categoria de importanță “C 2”, construcții de importanță normală : construcții cu funcții obișnuite, a căror neîndeplinire nu implică riscuri majore pentru societate și natură.

- studiu topografic;

Studiu topografic. Toate aspectele specifice si particulare ale zonei sunt cuprinse in documentul atasat.

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

Studiu geotehnic. Toate aspectele specifice si particulare ale zonei sunt cuprinse in documentul atasat.

- studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul .

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

Solutiile adoptate respecta legislatia in vigoare privind eficienta energetica

- studiu de trafic și studiu de circulație;

Nu este cazul .

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

Nu este cazul .

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

Nu este cazul .

- studiu privind valoarea resursei culturale;

Nu este cazul .

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.

Se atașează la prezenta documentație studiul topografic si studiul geotehnic.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Nr. Crt	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	X	x									
2	Livrare echipamente		X	x	x								
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x	x	x	x		
4	PIF										x	X	
5	Obținerea certificatului de Racordare										x	X	

6	Întocmire raport audit											X	x
---	------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	---	---

Durata de executie a obiectivului de investitii (perioada, exprimata in luni, cuprinsa intre data stabilita de investitor pentru inceperea lucrarilor de executie si comunicata executantului si data incheierii procesului-verbal privind admiterea receptiei la terminarea lucrarilor) este de 12 luni calendaristice.

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E)PROPOS(E)

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

Analiza necesității promovării acestei investiții s-a realizat ținând cont, în cazul ambelor scenarii identificate, de următoarele aspecte:

- Îndeplinirea obiectivului de Proiect și a indicatorilor Schemei de finanțare *Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile*, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul Fondului de Modernizare, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei;
- Asigurarea de energie verde pentru consumul propriu pentru Uniunea Administrativ teritorială
- Asigurarea unui mediu mai puțin poluant cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții prin reducerea consumului de combustibili fosili;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
Asigurarea de energie verde pentru consumul propriu pentru Uniunea Administrativ Teritorială

Analiza financiară se bazează pe demonstrarea viabilității investiției din puncte de vedere al sustenabilității derulării Proiectului pe toată durata de viață, respectiv 20 de ani.

Pornind de la soluția tehnică optimă propusă, respectiv Varianta 2, conform descrierii de la Capitolul analiza financiară este construită pe baza a 2 scenarii:

- Scenariul fără derularea proiectului din oportunitatea creată prin finanțarea nerambursabilă din Fondul de Modernizare
- Scenariul în care se va implementa proiectul

În acest sens se dorește calcularea și validarea indicatorilor de analiză financiară, respectiv a fluxurilor de numerar, prin calcularea intrărilor și ieșirilor de numerar prin calcularea indicatorilor de proiect, Valoarea actualizată netă și Rata internă de rentabilitate.

În cadrul Secțiunii 4.6 Analiza financiară este prezentată în detaliu analiza financiară și fundamentarea cifrelor

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

Având în vedere specificul lucrărilor din prezenta lucrare investiția și amplasamentul lucrărilor, factorii de risc antropici și naturali, inclusiv schimbările climatice nu pot afecta investiția deoarece amplasamentul viitoarei investiții nu este într-o zonă inundabilă sau cu risc seismic mare.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

La implementarea proiectului se va amenaja o organizare de șantier, prin care vor fi asigurate utilitățile necesare implementării proiectului

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

Nu sunt necesare relocări de utilități

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Utilitățile necesare funcționării constau în alimentarea cu apă și energie electrică.

Energia electrică se va asigura din bransamentul realizat în cadrul proiectului și prin transformatorul propriu de servicii interne.

Pentru alimentarea cu apă se va folosi un put aflat pe teritoriul obiectivului, nefiind necesară realizarea unui racord suplimentar.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Proiectul nu are un impact cultural asupra zonei de implementare.

Din punct de vedere social, impactul asupra zonei este unul pozitiv din mai multe considerente:

- se asigura necesarul de consum propriu de energie prin utilizarea de surse de energie regenerabile
- ținând cont de crearea unor locuri de muncă atât în faza de execuție cât și în faza de operare
- utilizarea de fonduri nerambursabile prin Instrumentul financiar Fondul de Modernizare

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

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

În faza de execuție a lucrărilor se estimează un necesar de forță de muncă de 5 până la 7 persoane.

În faza de operare, necesarul de forță de muncă este de 2 sau 3 persoane.

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

Nu este cazul de impact asupra factorilor de mediu

În perioada de execuție a lucrărilor, constructorul este obligat să ia toate măsurile pentru:

- respectarea acordului de mediu emis de Agenția regională pentru Protecția Mediului;
- reducerea noxelor eliminate la funcționarea mijloacelor de transport și a utilajelor ce urmează a fi folosite, prin efectuarea la începerea lucrărilor și nu numai, a reviziei tehnice;
- menținerea calității aerului în zonele protejate, conform Ordinul 592/2002 pentru aprobarea “Normativului privind stabilirea valorilor limită, a valorilor de prag și a criteriilor și metodelor de evaluare a dioxidului de sulf, dioxidului de azot și oxizilor de azot, pulberilor în suspensie (PM10 și PM2,5), plumbului, benzenului, monoxidului de carbon și ozonului în aerul înconjurător,, și STAS 12574/1987 – „Aer în zonele protejate. Condiții de calitate”;
- eliminarea pericolului contaminării cu produse petroliere a solului și implicit a apei subterane, prin efectuarea schimburilor de ulei de la utilaje în stații speciale;
- protecția apei de suprafață și subterane prin respectarea celor prevăzute în Legea nr. 107/1996, modificată și completată prin Legea 310/2004 – “Legea apelor”;
- eliminarea pierderilor de material (lapte de ciment) care pot duce la alcalinitatea apei prin efectuarea cu atenție a operațiilor de turnare a betoanelor pentru fundații;
- gestionarea corespunzătoare a deșeurilor rezultate conform H.G nr. 856/2002 – “Hotărâre privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase” și Legii nr. 426/2001 pentru aprobarea “Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 78/2000 privind regimul deșeurilor”, prin selectarea și colectarea pe tipuri de deșeuri în locuri amenajate, recuperarea deșeurilor re folosibile și valorificarea acestora (prin integrarea, în măsura posibilităților la alte lucrări), respectiv eliminarea periodică a deșeurilor neutilizabile prin contract cu firme specializate;
- asigurarea unui sistem de gestionare a materialelor necesare execuției lucrărilor în condiții corespunzătoare (gospodărirea materialelor de construcție se va face numai în limitele terenului deținut de proprietar, fără a deranja vecinătățile);

- respectarea zonelor de protecție ale conductelor și rețelelor ce traversează amplasamentul lucrării, precum și condițiile impuse prin avizele obținute;
- evacuarea din vecinătatea amplasamentului lucrării a tuturor materialelor rămase în urma execuției;
- respectarea condițiilor de refacere a cadrului natural în zonele de lucru, prevăzute în acordul de mediu.

Protecția calității apei:

- Materialele folosite (beton) nu conțin elemente agresive sau care se pot dizolva în apele pluviale care se scurg de pe platforma străzii.
- Nu sunt proiectate lucrări care prin natura lor să afecteze calitatea apei în zonă.

Protecția aerului:

- Lucrarea proiectată nu constituie o sursă de poluare a atmosferei.
- Eventualele particule de praf care pot să apară în timpul execuției se pot stopa prin întreținerea corespunzătoare a șantierului.
- Cele mai importante noxe evacuate în atmosferă sunt gazele de eșapament de la mașini și utilaje.
- Acestea sunt verificate periodic prin unități de service auto, fiind admise în circulație doar cele corespunzătoare normelor în vigoare.

Protecția împotriva zgomotului:

- Sursele de zgomot specifice care se manifestă în timpul execuției lucrării vor dispărea odată cu închiderea șantierului, de asemenea, prin realizarea sistemului rutier nou, zgomotul produs de circulație prin îmbunătățirea planeității căii de rulare, se va reduce.
- Se vor lua toate măsurile necesare astfel încât pe durata desfășurării lucrărilor proiectate, poluarea fonică să fie cât mai redusă.

Protecția împotriva radiațiilor:

- În structura lucrărilor nu se introduc elemente care produc radiații, materialele utilizate la lucrări vor fi conform standardelor sau vor avea agremente tehnice valabile.

Protecția solului și subsolului:

- Redarea suprafețelor afectate de lucrări sau ocupate temporar de Organizarea de Șantier se face conform tehnologiei impuse de Caietele de Sarcini, cu respectarea precisă a condițiilor cerute de mobilizarea și asternerea pământului vegetal.

Protecția sistemelor terestre și acvatice

- Nu sunt proiectate lucrări care prin natura lor să afecteze eco-sistemele terestre și acvatice.

Protecția așezărilor umane și a altor obiective de interes public:

- Lucrarea este amplasată în intravilanul localității, în zonă nu sunt monumente sau obiective istorice care ar putea fi afectate în timpul lucrărilor de reabilitare.
- Lucrarile se vor desfășura strict în amplasamentul obiectivului.
- Nu vor fi ocupate suprafețe suplimentare de teren, nu vor fi mutate așezări umane.

Gospodărirea deșeurilor:

-Deșeurile menajere din organizarea de șantier, precum și cele inerente rezultate din tehnologiile de execuție, se vor depozita în spații special amenajate, urmând a fi transportate prin intermediul serviciilor specializate la cele mai apropiate platforme de deșeuri.

Gospodărirea substantelor toxice și periculoase:

-Lucrările proiectate nu produc și nu stochează substanțe toxice sau periculoase.

Lucrări de reconstrucție ecologică:

-Lucrările proiectate nu sunt poluante, îmbunătățesc condițiile de protecție a mediului în zona studiată.

-Prin urmare lucrările proiectate sunt ecologice.

-La finalizarea șantierului, spațiile ocupate temporar vor fi refăcute și redat circuitului inițial.

Prevederi pentru monitorizarea mediului:

-Obiectivul de investiții se află în administrarea Comunei DOBRUN, care va lua măsuri pentru întreținerea curentă și periodică a investiției.

-În perioada de exploatare, impactul asupra factorilor de mediu se estimează a fi favorabil/ pozitiv ca urmare a lucrărilor proiectate și realizate în conformitate cu legislația de protecția mediului în vigoare.

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

Nu este cazul

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

Pe durata execuției investiției se vor respecta toate normele în vigoare de protecția mediului. Deșeurile rezultate în urma execuției vor fi reciclate (cele care se pot recicla: lemn, metal, plastic, hârtie) sau vor fi transportate în locuri special amenajate (pământul rezultat în urma săpăturilor, care nu este necesar umpluturilor, balastul, nisipul, etc). Pe amplasament va fi construit un punct gospodăresc de colectare temporară a deșeurilor menajere, care va deservi construcția. Gestionarea tuturor deșeurilor va fi realizată atât în perioada execuției cât și în perioada de exploatare, de firme specializate. Evidența gestionării deșeurilor se va face, de către titular, conform HG 856/2002, Anexele nr. 1 (cap. 1 generarea deșeurilor, cap. 2 stocarea provizorie, tratarea și transportul deșeurilor, cap. 3 valorificarea deșeurilor, cap. 4 eliminarea deșeurilor), titularul având obligația ținerii acestor evidențe, precum și raportarea acestora.

Atât pe parcursul execuției investiției, cât și după terminarea acesteia, mediul înconjurător nu va fi afectat în nici un fel. Prin respectarea normelor, impactul asupra mediului va fi minim. Din punct de vedere al protecției mediului înconjurător menționăm că funcționarea unui asemenea obiectiv nu afectează mediul înconjurător cu degajări de gaze toxice, radiații periculoase și nu contaminează apa și solul.

Lucrările subterane și supraterane propuse nu afectează în nici un fel echilibrul ecologic, nu dăunează sănătății, liniștii sau stării de confort a oamenilor prin modificarea factorilor naturali.

Asigurarea evitării poluării aerului exterior se realizează prin respectarea prevederilor STAS 10576 care stabilește concentrațiile maxime admise pentru potențialii poluanți emiși în atmosferă.

Igiena evacuării reziduurilor solide implică asigurarea unor sisteme corespunzătoare de colectare, depozitare și evacuare, eliminând riscul de poluare a aerului, apei și a solului.

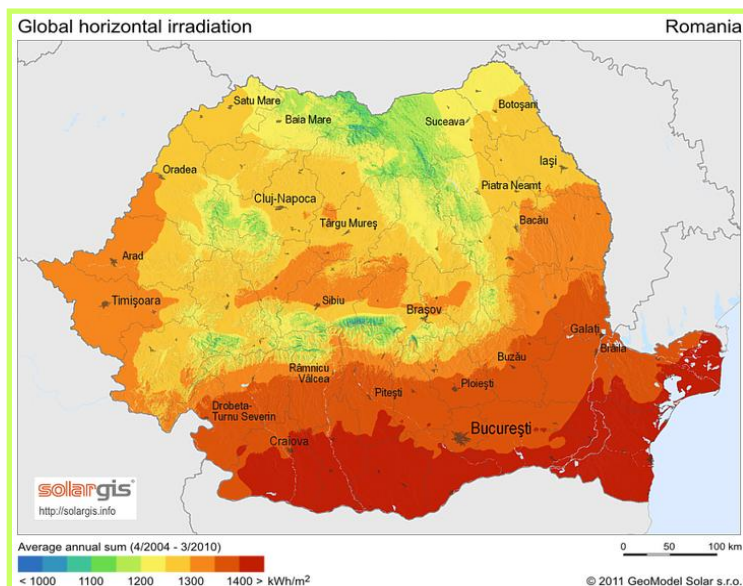
Gunoii se colectează la un punct gospodăresc în incintă, dotat cu eurocontainere specializate pentru gunoi menajer, sticlă, plastic, hârtie.

Investiția nu produce situații de risc în ceea ce privește afectarea factorilor de mediu.

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

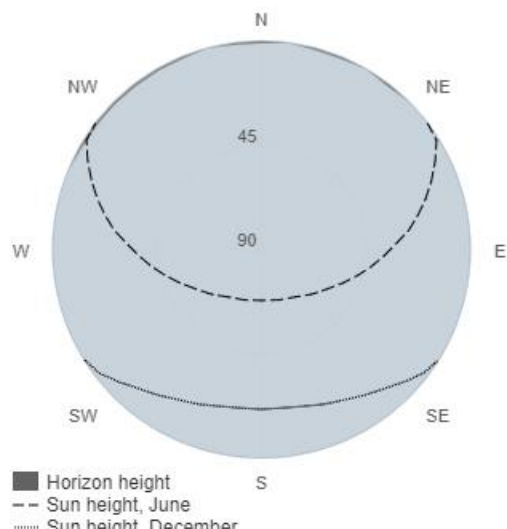
Evaluarea potentialului solar

Evaluarea potentialului solar al zonei are la baza harta solara a Romaniei, prezentata in figura de mai jos:



Conform HARTII SOLARE a Romaniei din prezentul material, sunt zone din Romania unde fluxul solar pe an este cuprins între **1.450 – 1.600 KWp**, zone dispuse in centrul si sudul Dobrogei, la limita litoralului si in sud – estul extrem.

Pentru un calcul bazat pe indicatori reali a fost folosit un program de calcul specializat aflat pe portalul Uniunii Europene (PV GIS5).

Date de intrare		Rezultatele simulării		Conturul orizontului în locația aleasă
Latitude Longitude:	45.080, 23.697	Slope angle:	37 (opt) °	
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 (opt) °	
Database used:	PVGIS-SARAH	Yearly PV energy production	125150 kWh	
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1611.00 kWh/m²	
PV installed	100 kWp	Year-to-year variability:	6126.16 kWh	
System loss:	14 %	Changes in output due to:		
		Angle of incidence: -	- 2.75 %	
		Spectral effects:	1.16 %	
		Temperature and low irradiance: -	- 8.18 %	
		Total loss:	- 22.32 %	

Astfel, radiatia lunara a rezultat conform figurii de mai jos: cu valorile din tabelul 3

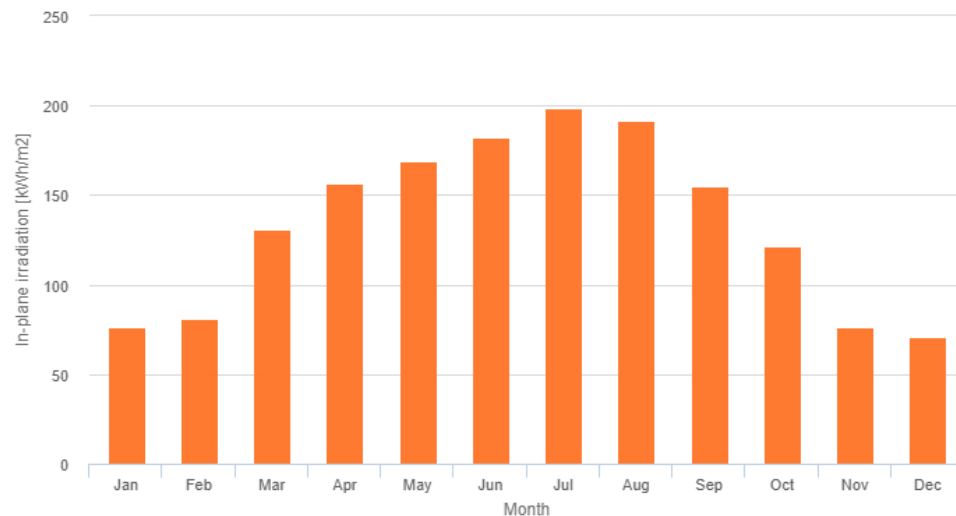
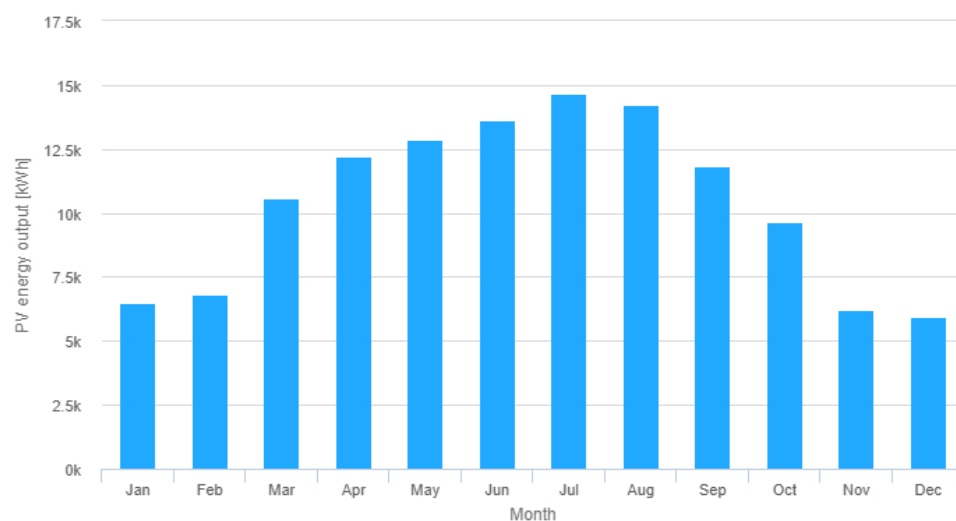


Figura privind - Radiatia solara lunara pentru zona Dobrun

Luna	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept	Oct	Noi	Dec	TOTAL
Valorile lunare ale raditiei solare [kWh/m2/an]	76.4	81.0	130.8	156.8	168.9	182.5	199.0	191.6	155.3	121.7	76.0	71.0	1611.00

Tabelul 3: Valorile lunare ale raditiei solare [kWh/m2/an]
Radiatia totala anuala se obtine : 1611.00 kWh/m²/an

In baza radiatie lunare, rezulta o productie medie lunara conform figurii 4 cu valorile din tabelul 4:



Luna	ian	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec	TOTAL
Cantitatea de energie electrica produsa (Mwh/luna)	6.50	6.80	10.60	12.20	12.90	13.70	14.70	14.21	11.81	9.61	6.21	5.90	125.14

Tabelul de mai sus cuprinde - Valorile lunare ale energiei produse de centrala fotovoltaica
Rezulta astfel o productie anuala de energie de : **125.14 MWh.**

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

Premisele analizei financiare

În cazul acestei propuneri de proiect, s-a plecat de la ipoteza următoare: Unitatea Administrativă este simultan beneficiar și după perioada de implementare va deveni și proprietarul investiției. **Perioada de implementare a proiectului** se încadrează în perioada de eligibilitate a cheltuielilor, respectiv între data intrării în vigoare a Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului, de 30 iulie 2020 și data preconizată de finalizare menționată în cadrul apelului de proiecte, care nu poate depăși data de 31.12.2026.

- Prezenta propunere de proiect este pentru o nouă capacitate de producție de energie regenerabilă destinată pentru consumul propriu de energie/în domeniul public (spre exemplificare neexhaustivă: iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile unităților și clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice de către terți – primărie, cămin cultural, creșă/grădiniță/unități învățământ/unități medicale de stat/centre îngrijire bătrâni, etc.)

- Finantarea investiției este asigurată în proporție de 100% având ca sursă Fondul de Modernizare, dar numai pentru cheltuielile eligibile, conform prevederilor din Ghidul Solicitantului

- Cheltuielile neeligibile sunt suportate de către UAT, conform angajamentului prin Hotărârile de Consiliu Local, document atașat

- Cheltuielile de mentenanță și funcționare ale sistemului de panouri fotovoltaice este susținut tot de către beneficiar, respectiv UAT, ca fiind cheltuieli neeligibile

- Economia de energie generată de instalarea parcului fotovoltaic este considerată ca o rezervă de numerar, în sensul că nu mai sunt ieșiri de bani prin plățile facturilor cu energie, respectiv prin care prin care se acoperă cheltuielile de funcționare, de mentenanță, utilitățile și toate celelalte cheltuieli ce pot fi asimilate parcului fotovoltaic, atât direct cât și indirect.

Analiza financiara vizeaza analiza oportunitatii construirii acestui parc si functionarii acestuia in conditii optime

Proiectiile financiare sunt pe o durata de 20 pentru proiectul detinut de Primaria Comunei Dobrun si au fost considerate in 2 scenarii:

- Scenariu in cazul in care se implimenteaza centrala conform Varianta 1 prezentata la descrierea tehnica
- Scenariul cu proiect pentru varianta 2 (cu montaj pe sistem fix avand la baza panouri cu puterea de 410 W)

1. Scenariul in care se implimenteaza centrala conform Varianta 1 prezentata la descrierea tehnica

In cadrul acestui scenariu, situatia este ca nu se mai realizeaza investitia, iar costurile cu energia sunt suportate din bugetul local, exact cum se petrece in acest moment.

Nu exista obiect si obiectiv pe acest scenariu.

Pentru acest scenariu sunt de punctat dezavantajele:

- Nu se mai face economie la bugetul local din faptul ca nu se foloseste energie solara regenerabila;
- Nu se mai foloseste energia regenerabila pentru a reduce emisiile de bioxid de carbon in atmosfera;
- Mediul este mai poluat;
- Pentru folosirea de lemn de foc pentru incalzire, sunt taiati copaci;
- Nu se mai realizeaza o economie la bugetul local al Primariei prin faptul ca se foloseste la plata facturilor de energie;
- Nu se foloseste oportunitatea oferita de finantarile din Fonduri nerambursabile
- Nu se mai tine cont de Strategiile Nationale comune la nivelul Uniunii Europene, privind protectia mediului si dezvoltarea durabila pe termen mediu si lung.

In concluzie analiza financiara pentru acest scenariu, se limiteaza doar la costuri cu energia, platite de primaria.

2. Scenariul cu proiect pentru varianta 2 cu montaj pe sistem fix avand la baza panouri cu puterea de 410 W)

Varianta 2 este descrisa in detaliu in cadrul sectiunii 3.2 **Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional arhitectural si tehnologic**

Ca o enunțare, recapitulativa, puterea instalata initiala a parcului fotovoltaic propus este de 100

kWp ce reprezinta o capacitate de productie initiala de cca. **125.14 MWh** an

A. Obiectivul analizei financiare in cadrul Scenariului al doilea

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanțele și sustenabilitatea financiară a investiției propuse și de a stabili cea mai bună structură de finanțare, inclusiv nivelul optim al intervenției cofinanțării din fonduri publice. Scopul principal îl constituie estimarea unui flux de numerar pe întreaga perioadă de referință care să facă posibilă determinarea cu acuratețe a indicatorilor de performanță.

- **Valoarea Actuală Neta Economica (VANE).** Aceasta trebuie să fie pozitivă pentru ca proiectul să fie necesar (justificat) din punct de vedere economic. Pentru analiza financiara se va utiliza o rată de actualizare socială de 5%,
- **Rata Interna de Rentabilitate Economica.** Aceasta trebuie să fie mai mare sau egală cu rata de actualizare socială (5,5%);
- **Raportul cost/beneficiu calculat ca rata B/C trebuie sa fie pozitiv.**

Metoda folosita în Analiza Cost Beneficiu (ACB) financiară este cea a „fluxului net actualizat”. Prin această metodă fluxurile non-monetare (amortizare, provizioane) nu sunt luate în considerare.

Indicatorii relevanți în analiza cost beneficiu a unei investiții sunt:

- Valoarea actuală netă

Aceasta se calculează pe baza formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{V_i - C_i}{(1+r)^i} + \frac{VR}{(1+r)^i} - I_0$$

În care:

r=rata de actualizare (5%)

I_0 = investitia necesara pentru realizarea proiectului V_i = venit operational in anul i; VR= valoarea reziduala;

C_i = cost operațional în anul i;

n = durata de analiza a investiției

- Rata internă de rentabilitate (RIR):

Rata internă de rentabilitate (RIR) rezultă din ecuația de egalare a valorii actuale nete (VAN) cu zero. Altfel spus, aceasta este rata internă de rentabilitate minimă acceptată pentru proiect, o rată mai mică indicând faptul că veniturile nu vor acoperi cheltuielile.

- Rata de actualizare

În cazul proiectului am utilizat rata de actualizare de 5% în termeni reali, recomandată pentru analiza financiară a proiectelor cu fonduri europene.

- Orizontul de timp

Reprezintă numărul maxim de ani pentru care se fac previziuni în cadrul analizelor. În acest caz s-a ales ca orizont de timp o perioada de 20 ani.

B. Descriere costul investitiei, costurile de functionare parc si echivalent intrari de numerar

I. Costul Investitie

Sunt reprezentate de 2 subcomponente majore

- Cheltuielile investitionale eligibile, reprezentate de urmatoarele echipamente conform specificatiilor din deviz. Suma totala 675184.5 RON care cuprinde cheltuielile eligibile, si neneligibile, reprezentand investitia de baza finantata 100% prin Fondul de Modernizare, precum si cheltuielile neeligibile suportate din Bugetul Local al Primariei. Detaliile cheltuielilor investitionale sunt prezentate la sectiunea 3.3 Costurile estimative ale investitiei, unde se regaseste Devizul pe capitole de lucrari
- In cadrul cheltuielile neeligibile, sunt cuprinse printre altele, cheltuielile de promovare si publicitate, etc

Costurile de implementare sunt prezentate in detaliu in cadrul sectiunii 3.3 Costurile investitie si fluctuează în funcție de o varietate de factori:

- prețurile de piață ale componentelor (module fotovoltaice, invertoare, cabluri, suporturi);
- tehnologia de realizare a modulelor fotovoltaice (c-Si, a-Si, CIS, CIGS, CdTe);
- disponibilitatea componentelor pe plan local;
- disponibilitatea specialiștilor în domeniu pe plan local;
- disponibilitatea forței de muncă bine pregătite pe plan local;
- disponibilitatea contractorilor cu experiență în proiecte similare pe plan local;

În cadrul analizei de sensibilitate, sunt prezentate, mai multe scenarii privind impactul modificării prețurilor.

II. Costuri operationale

Costurile operationale vor incepe sa curga din prima zi de productie a energiei verde, dupa PIF. Sunt surprinse in prezentul studiu intoate aceste costuri pe care le-am si detaliat. Acestea se vor suporta din economia de cheltuieli cu plata curentului electric realizata din implementarea proiectului. In evolutie se considera ca se aplica o crestere anuala variind de la 2 la 3% an pe an.

a) Mentenanta

Mentenanta se va realiza cu o firma de specialitate autorizata ANRE – este obligatoriu. Costurile include mentenanta preventiva si o deplasare si interventie pentru mentenanta corectiva. Lucrarile si interventiile vor fi trecute in contract. Daca ne referim si la cosit, spalat si curatat panouri si instalatii electrice, acestea sunt considerate lucrari suplimentare dar nu vor fi efectuate in fiecare luna.

b) Cheltuieli operationale ale parcului

Paza poate fi externalizata, cu costuri mai mari. Recomandarea este, avand in vedere practica si experienta altor parcuri, este sa o internalizati, reducand astfel costurile. Pe langa reducerea costurilor, personalul de paza (cei afalati in timpul liber), poate fi utilizat si pentru alte lucrari in parc (de natura electrica sau de specialitate), sub coordonarea Responsabilului parcului.

1 x Personal paza cu un venit anual brut de 42.430.99 **RON**. Suma este corespunzator primului an de functionare, respectiv pentru perioada urmatoare se va majora cheltuiala cu 2% pe an

Faptul ca vor fi angajate persoane din zona, pe langa aspectele sociale, va duce la intarirea relatiilor functionale cu autoritatile si cu comunitatea.

In tabelul de mai jos se regaseste evolutia lunara a acestor cheltuieli

c) Cheltuieli servicii externalizate

- Specialist in prognoza si Raportari 5143 RON pe an
- **Alte costuri, estimate la un total de 6858 RON pe an pentru primul an de functionare, ce pot include:**
 - Specialistul in raportari si prognoze este foarte important pentru firma. Trebuie sa fie o persoana cu experienta, bine informat cu privire la detalii cheie: previziuni privind vremea, previziuni hidrologice, incidente la capacitatile de productie, tendinta preturi, nivelul importurilor si exporturilor etc. Previziunile acestora sunt foarte importante pentru PRE (Persoana responsabila cu Echilibrarea), ale carui previziuni incorecte, pot duce la costuri semnificative. De asemenea, si raportarile periodice sunt foarte importante din punct de vedere al corectitudinii si acuratetei.
 - Taxa ANRE Anuala / productie = 0,5% din productie. A fost calculata la o valoare de referinta ce va fi prezentata in continuare
 - Cheltuieli cu asigurarile 0,4% din valoarea investitiei / anual. Se calculeaza numai la valoarea investitiei in echipamente
 - Alte costuri (deplasari, materiale consumabile pentru personal si pentru parc etc.
 - Cheltuieli cu utilitatile (energie, apa, canalizare si altele)

III. Intrările de numerar

Intrările de numerar, sunt considerate cele generate din economia realizata la Bugetul local prin faptul la costul cu energia din sistem se realizeaza o compensare cu productia de energie regenerabila produsa prin constructia parcului

Pe dealta parte investitia nu se vizeaza a fi generatoare de venituri, intrucat eligibilitatea proiectului rezida din 100% consum propriu.

C. Analiza cost – beneficiu

Analiza cost beneficiu vizeaza punerea in valoare a investitiei in sensul ca din constructia parcului se realizeaza o economie la Bugetul local, peste costurile cu mentenanta si functionare ale parcului Cu alte cuvinte Analiza cost beneficiu, valideaza sustenabilitatea proiectului din punct de vedere al indicatorilor :

- Valoarea actualizata neta
- Rata interna de rentabilitate
- Raportul cost beneficiu

Ca ipoteze de calcul trebuiesc avute in vedere faptul ca procente medii de degradare a echipamentelor, care vor afecta veniturile din productie

Conform fisei de produs a panourilor fotovoltaice, performantele garantate de producator sunt prezentate in figura de mai jos.

Valorile anuale considerate in calculul productiei sunt prezentate in tabelul de mai jos.

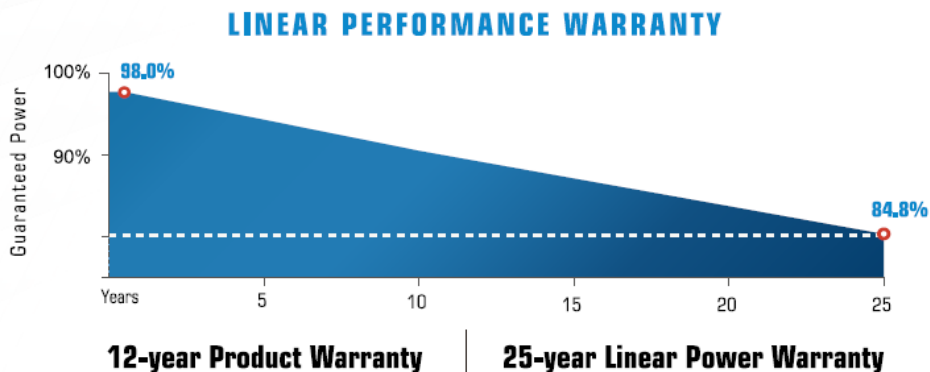


Figura privind - Curba de degradare garantata de producatorul panourilor fotovoltaice

Eficienta medie de degradare a echipamentelor	
An	Procent de degradare
1	98
2	97.45
3	96.9
4	96.35

5	95.8
6	95.25
7	94.7
8	94.15
9	93.6
10	93.05
11	92.5
12	91.95
13	91.4
14	90.85
15	90.3
16	89.75
17	89.2
18	88.65
19	88.1
20	87.55
21	87
22	86.45
23	85.9
24	85.35
25	84.8

- Impactul din amortizare este neutru, din urmatoarele argumente:
 - o Investitia este 100% finantata din grant nerambursabil prin fondul de Modernizare, si ca urmare costul cu amortizarea este compensat prin pozitia din venituri subventie din exploatare. Asadar, impactul asupra contului de profit si pierdere este anulat.
 - o Totodata nu reprezinta un impact de cashflow, nefiind ca o iesire de numerar propriu-zisa.

Tinand cont de cele mentionate anterior, obtinem urmatoarele valori pentru indicatorii mentionati:

An fuctionar e	Efcient a panour i	Energie generat a	Flux de numerar din economia de energie	Fluxuri de iesire de numera r	Cheltuiala non-cash cu amortizare a	Fluxuri de iesire de numera r	Flux net de numerar	Valoare rezidual a
1	98	125.14	68.83	62.92	0.00	62.92	5.91	
2	97.45	123.90	70.19	95.59	31.33	64.26	5.93	
3	96.9	122.66	71.57	96.96	31.33	65.63	5.94	
4	96.35	121.43	72.98	98.37	31.33	67.04	5.94	
5	95.8	120.22	74.42	99.80	31.33	68.47	5.95	

6	95.25	119.02	75.88	101.26	31.33	69.93	5.95	
7	94.7	117.83	77.38	102.76	31.33	71.43	5.95	
8	94.15	116.65	78.90	104.29	31.33	72.96	5.94	
9	93.6	115.48	80.46	105.86	31.33	74.53	5.93	
10	93.05	114.33	82.04	107.45	31.33	76.12	5.92	
11	92.5	113.18	83.66	109.09	31.33	77.76	5.90	
12	91.95	112.05	85.31	110.76	31.33	79.43	5.88	
13	91.94	110.93	86.99	112.46	31.33	81.13	5.86	
14	91.4	109.82	88.70	114.21	31.33	82.88	5.83	
15	90.85	108.72	90.45	115.99	31.33	84.66	5.79	
16	90.3	107.64	92.23	117.81	31.33	86.48	5.75	
17	89.75	106.56	94.05	119.67	31.33	88.34	5.71	
18	89.2	105.49	95.90	121.57	31.33	90.24	5.66	
19	88.65	104.44	97.79	123.52	31.33	92.19	5.60	
20	88.1	103.40	99.72	125.51	31.33	94.18	5.54	5,000.00
			Flux net de numerar				116.89	
			Valoare investitie				675.1845	
			VANF/C				18,603.59	
			RIRF/C				10.46%	

In Tabele de mai jos este prezentata in detaliu evaluatia lunara a proiectului pentru atat pentru perioada de operare, cat si perioada de implemtnare proiect

			PERIOADA DE OPERARE A PROIECTULUI																			
1 TOTAL INTRARI DE NUMERAR		ANI	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.1	Economie din reducerea consumului de energie electrica	lei/an	68,832.50	70,188.50	71,571.21	72,981.17	74,418.90	75,884.95	77,379.88	78,904.26	80,458.68	82,043.71	83,659.98	85,308.08	86,988.65	88,702.32	90,449.76	92,231.62	94,048.58	95,901.34	97,790.60	99,717.07
1.1.1	cantitate	Mwh/an	125.15	123.90	122.66	121.43	120.22	119.02	117.83	116.65	115.48	114.33	113.18	112.05	110.93	109.82	108.72	107.64	106.56	105.49	104.44	103.40
1.1.2	pret unitar	lei/Mwh	550.00	566.50	583.50	601.00	619.03	637.60	656.73	676.43	696.72	717.63	739.15	761.33	784.17	807.69	831.92	856.88	882.59	909.07	936.34	964.43
1.2	TOTAL INTRARI DE NUMERAR	lei/an	68,832.50	70,188.50	71,571.21	72,981.17	74,418.90	75,884.95	77,379.88	78,904.26	80,458.68	82,043.71	83,659.98	85,308.08	86,988.65	88,702.32	90,449.76	92,231.62	94,048.58	95,901.34	97,790.60	99,717.07
2 IESIRI DE NUMERAR																						
2.1	Costuri cu mentenanta si intretinerea investitiei	lei/an	8,486.20	8,740.78	9,003.01	9,273.10	9,551.29	9,837.83	10,132.96	10,436.95	10,750.06	11,072.56	11,404.74	11,746.88	12,099.29	12,462.27	12,836.14	13,221.22	13,617.86	14,026.39	14,447.19	14,880.60
2.2	Costuri cu paza parcului	lei/an	42,430.99	43,279.61	44,145.21	45,028.11	45,928.67	46,847.24	47,784.19	48,739.87	49,714.67	50,708.96	51,723.14	52,757.61	53,812.76	54,889.01	55,986.79	57,106.53	58,248.66	59,413.63	60,601.91	61,813.94
2.4	Servicii externalizate	lei/an	12,000.68	12,240.70	12,485.51	12,735.22	12,989.93	13,249.73	13,514.72	13,785.01	14,060.72	14,341.93	14,628.77	14,921.34	15,219.77	15,524.17	15,834.65	16,151.34	16,474.37	16,803.86	17,139.93	17,482.73
2.4.1	Specialisti in prognoza si rapoartari	lei/an	5,143.15	5,246.01	5,350.93	5,457.95	5,567.11	5,678.45	5,792.02	5,907.86	6,026.02	6,146.54	6,269.47	6,394.86	6,522.76	6,653.21	6,786.28	6,922.00	7,060.44	7,201.65	7,345.69	7,492.60
2.4.2	Alte costuri ce include taxa ANRE, asigurari, cheltuieli cu	lei/an	6,857.53	6,994.68	7,134.58	7,277.27	7,422.82	7,571.27	7,722.70	7,877.15	8,034.69	8,195.39	8,359.30	8,526.48	8,697.01	8,870.95	9,048.37	9,229.34	9,413.92	9,602.20	9,794.25	9,990.13
2.5	Cheltuieli cu amortizarea	lei/an	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32	31,562.32
2.6	TOTAL IESIRI DE NUMERAR	lei/an	62,917.88	64,327.41	65,799.04	67,330.75	68,923.21	70,577.48	72,294.19	74,064.26	75,887.77	77,763.78	79,692.51	81,674.46	83,709.41	85,798.27	87,941.84	90,141.11	92,397.21	94,710.14	97,081.07	99,510.00

		PERIOADA DE REFERINTA (IMPLEMENTARE + OPERARE) A PROIECTULUI																				
1 INTRARI DE NUMERAR		ANI	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1.1	Venituri din operarea investitiei	lei/an	626,596.51	101,518.33	102,901.04	104,310.99	105,748.72	107,214.77	108,709.71	110,234.09	111,788.50	113,373.54	114,989.80	116,637.90	118,318.47	120,032.15	121,779.58	123,561.44	125,378.41	127,231.16	129,120.42	136,046.90
1.2	Grant Fondul de Modernizare	lei/an	0.00	70,188.50	71,571.21	72,981.17	74,418.90	75,884.95	77,379.88	78,904.26	80,458.68	82,043.71	83,659.98	85,308.08	86,988.65	88,702.32	90,449.76	92,231.62	94,048.58	95,901.34	97,790.60	99,717.07
1.3	Valoarea reziduala	lei/an	626,596.51	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83	31,329.83
2	IESIRI DE NUMERAR	lei/an	675,184.50	95,590.92	96,963.55	98,366.26	99,799.72	101,264.63	102,761.70	104,291.67	105,855.27	107,453.28	109,086.48	110,755.66	112,461.64	114,205.27	115,987.41	117,808.92	119,670.71	121,573.71	123,518.85	125,507.10
2.1	Costuri operationale	lei/an	0.00	95,590.92	96,963.55	98,366.26	99,799.72	101,264.63	102,761.70	104,291.67	105,855.27	107,453.28	109,086.48	110,755.66	112,461.64	114,205.27	115,987.41	117,808.92	119,670.71	121,573.71	123,518.85	125,507.10
2.2	Costuri ale investitiei privind sistemul fotovoltaic	lei/an	675,184.50																			
2.3	Costuri cu investitia ce nu sunt eligibile prin Proiect	lei/an	0.00					0.00							0.00							
3	FLUX DE NUMAR NET	lei/an	-48,587.99	5,927.40	5,937.49	5,944.74	5,949.01	5,950.15	5,948.01	5,942.42	5,933.23	5,920.26	5,903.32	5,882.24	5,856.83	5,826.87	5,792.18	5,752.53	5,707.69	5,657.46	5,601.57	10,539.79
4	RIRF/C	%	10.46%																			
5	VANF/C	lei	18,603.59																			

Din analiza, reiese ca investitia are indicatorii financairi pozitivi , respectiv rata interna de rentabilita te la 10.46% , iar Proiectul genereaza un cash flow pozitiv de 18.6 mii RON. In esenta aceasta suma reprezinta economia la Bugetul Local din utilizare Pnourilor Fotovoltaice. Aceasta suma poate fi relocata catre alte destinatii, care constituie prioritati ale comunitatii UAT-ului, iar pe de alta parte se realizeaza un mediu mai putin poluant cu energie verde.

4.7 Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actuală netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu

Analiza economica este obligatorie doar în cazul investițiilor publice majore;

Documentul numărul 4 al Comisiei Europene (Direcția Generală pentru Politica Regională) privind analiza cost beneficiu și legislația românească în domeniu (Hotărârea Guvernului nr. 28 din 09 ianuarie 2008 privind aprobarea conținutului – cadru al documentației tehnico-economice aferente investițiilor publice, precum și a structurii și metodologiei de elaborare a devizului general pentru obiective de investiții și lucrări de intervenții) prevăd ca **analiza economică este obligatorie doar în cazul investițiilor publice majore** – investiție publică majoră reprezentând investiția publică al cărei cost total depășește echivalentul a 25 milioane euro, în cazul investițiilor promovate în domeniul protecției mediului, sau echivalentul a 50 milioane euro, în cazul investițiilor promovate în alte domenii.

4.8. Analiza de senzitivitate

Prin analiza de senzitivitate se studiază efectele pe care le induc modificări ale valorilor variabilelor critice. Astfel, pretului energiei, costurilor de mentenanta si operare, sau prin modificarea costului investitei, se generează o modificare a valorii de investiție și a valorii estimată pentru beneficiile induse de proiect.

Pentru determinarea variabilelor cheie s-au luat in considerare urmatoorii indicatori :

- Variația prețului energiei electrice;
- Variația cheltuielilor anuale de exploatare;
- Variația CAPEX.

Tabel

Analiza de senzitivitate a indicatorilor financiari

MODIFICARI ALE VARIABILELOR CRITICE	Indicatori financiari				
	Variabile critice	RIR (%)		VAN (lei)	
	valoare	valoare	diferente RIR	valoare	diferente VAN
1. Intrari de numerar					
Valori pentru scenariul optim din Proiect	68,832.50	10.46%		18,603.59	
+5% fluxuri de numerar generate	72,274.13	19.47%	-9.01%	63,989.99	(45,386.41)
-5% diminuare fluxuri de numerar generate	65,390.88	-2.90%	13.35%	(26,782.82)	45,386.41
2. Iesiri de numerar - costuri de operare					
Valori pentru scenariul optim din Proiect	62,917.88	10.46%		18,603.59	
+5% crestere la costurile totale	66,063.77	-1.55%	12.01%	(23,505.87)	(42,109.45)
-5% economii la costurile totale	59,771.98	18.83%	-8.37%	60,713.04	42,109.45
3. Investitia					
Valori pentru scenariul optim din Proiect	675,184.50	10.46%		18,603.59	
+5% crestere costuri investitie	706,514.33	3.92%	6.53%	(12,726.24)	(31,329.83)
-5% diminuare costuri investitie	643,854.68	34.28%	-23.82%	49,933.41	31,329.83

Din tabelul de mai sus se observă că modificările de -5% și +5% asupra valorilor din proiect influențează indicatorii RIR si VAN.

Astfel o crestere cu 5% a pretului energiei aduce un plus la bugetul local de 45.4 mii RON si o variatie pozitiva a ratei interne de rentabilitate de +9.01%

Asemenea o diminuare tot cu 5% a pretului energiei conduce la un impact negativ major, RIR/C intrand pe teritoriul negativ

Variația costurilor de întreținere a parcului de 5% influenteaza negativ, prin diminuarea RIR catre teritoriul negative si aduce un impact negativ de cashflow. Contrar o economie de 5% aduce un plus de 8.37% la RIR si 42.1 mii RON economii la Bugetul Local

In ceea ce priveste variatia valorilor investitie un plus de 5%, aduce costuri suplimentare care vor fi neenligibile si vor trebui sa fie suportate din Bugetul Local. Diminuarea cu 5% a costurilor are impact neutru intrucat, finantarea este 100% din fonduri nerambursabile.

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

O componentă importantă a activitatii de management a proiectului/investiției este reprezentată de managementul riscurilor pe perioada de implementare a proiectului/investiției, cu atât mai importantă în măsura în care proiectul este depus și finanțat în cadrul unui program de finanțare nerambursabilă.

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri. Identificarea riscurilor este de dublă factură:

- Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);
- Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului). Tehnicile de abordare a riscurilor se împart în următoarele categorii:
- **Evitarea riscului.** Evitarea riscului presupune înlăturarea totală a riscului din cadrul proiectului/investiției și poate însemna chiar renunțarea la executarea proiectului/investiției.
- **Reducerea riscului.** Reducerea riscului presupune diminuarea probabilității, a impactului sau a ambelor elemente și este o strategie importantă ce poate fi rentabilă dacă se compară cu anumite costuri pe care le-ar cauza riscurile probabile a se materializa.
- **Transferarea riscului.** Asigurarea este un mijloc de transferare a impactului financiar pe care îl are materializarea unui risc.
- **Planurile pentru situații neprevăzute.** Planurile pentru situații neprevăzute se referă la identificarea unor opțiuni alternative care să prevadă strategii acceptabile menite să contribuie la recuperarea unor eventuale pierderi.
- **Acceptarea riscului.** Acceptarea riscului presupune situația în care, în momentul respectiv, nu trebuie sau nu poate fi făcut nimic, dar trebuie reanalizată situația, în timp, pe parcursul execuției proiectului/investiției.

Analiza calitativă a riscurilor presupune încadrarea acestora într-un tabel, după probabilitate și impact, după cum urmează a fi prezentat în tabelul de mai jos.

Urmărind tabelul de mai jos, o atenție deosebită trebuie acordată riscurilor care apar în cadranele riscurilor cu impact mare.

Evaluarea riscurilor presupune cuantificarea factorilor de risc identificați anterior prindouă elemente:

- P - probabilitatea apariției (sau a manifestării);
- I - impactul (sau efectul) asupra proiectului/investiției.

Impact mare – probabilitate mică	Impact mare – probabilitate mare
Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă Lipsa de lichidități în momente cheie Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție. Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.
Impact mic – probabilitate mică	Impact mic – probabilitate mare
Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute

Aceste elemente se estimează pe baza unei scale cu gradații (de la 1 [minim] la 5 [maxim]), elaborându-se astfel "Registrul de Risc" al proiectului.

Atât la probabilitate, cât și la impact, nota 1 reprezintă probabilitate și impact foarte mici, iar nota 5 reprezintă probabilitate și impact foarte mari.

Mai jos este redată o evaluare și ierarhizare preliminară a riscurilor, ce pot apărea pe parcursul implementării proiectului/investiției:

Nr.crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
1.	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție.	4	5	20
2.	Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV)	4	4	16
3.	Riscuri privind performanța, în timp a subansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4
4.	Riscuri privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	1	3	3
5.	Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat	2	3	6

6.	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe	1	4	4
Nr.crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
	activitatea de implementare a echipamentelor			

VR reprezintă valoarea riscului și se calculează conform formulei: $VR = P \cdot I$

Strategii de abordare a riscurilor identificate

În urma stabilirii valorii riscului, în tabelul de mai jos sunt centralizate strategiile de abordare a riscurilor globale care pot afecta implementarea în condiții optime a proiectului. Astfel, se construiește o matrice de control sau management al riscurilor:

Tabelul privind – Matricea de management al riscurilor

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
1.	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție.	Transferul riscului	Prevederea în contract a unor penalități importante pentru depășirea termenelor de livrare/ execuție, împreună cu luarea în considerare a unor marje de timp în planificare
2.	Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV)	Reducerea riscului	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.
3.	Riscuri privind performanța, în timp al subansamblurilor componente ale proiectului.	Reducerea riscului	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/ sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV, minimum 10 ani la invertoare)
4.	Riscuri privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	Reducerea riscului	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an). - Obligatia ca instalatorul sa fie Autorizat ANRE si sa aibe personal propriu incadrat ca instalator panouri fotovoltaice (minim 3 persoane) - Extras REVISAL - Instalatorul sa fie certificat de catre

			producatorii echipamentelor fotovoltaice: module, invertoare, structura de prindere - Instalatorul sa fie inregistrat la AFM privind obligatia platii Taxei Verzi sau sa faca dovada delgarii acestei responsabilitati catre un operator de colectare cate care a delgat procesul de colectare si sa faca dovada ca nu are restante la AFM - Garantie minim 15 ani pentru panouri si garantie de performanta peste 84% la 25 ani. Cifra de afaceri peste 1 mil RON si lucrari similare
5.	Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat	Reducerea riscului	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț, în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului.
6.	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot	Planuri pentru situații neprevăzute	Previzionarea execuției pe fiecare perioadă de timp cu o rezervă operațională realistă și care permite asigurarea unui interval de timp suficient, astfel încât în cazul apariției unor fenomene de tip forță majoră să asigure un interval suficient pentru eliminarea efectelor
	întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor		acestora și continuarea lucrărilor/ execuției fără afectarea în mod semnificativ a graficului de implementare a proiectului/investiției.

În procesul de evaluare a riscurilor, o primă etapă importantă este și analiza desensitivitate a investiției, în afară de analiza riscurilor.

Astfel cum a fost amintit mai sus, analiza de senzitivitate permite determinarea variabilelor sau parametrilor „critici” ai modelului. Aceste variabile sunt cele ale căror variații, pozitive sau negative, au cel mai puternic impact asupra performanței financiare și/sau economice a proiectului. Analiza se efectuează prin modificarea (fluctuarea) unui element și determinarea efectului schimbării respective asupra RIR sau VNA.

Analiza de senzitivitate elaborată pentru prezenta investiție avută în vedere de către Beneficiar a arătat faptul că rezultatele proiectului pot fi puternic influențate pozitiv de *evoluția prețului cu energia electrică*, iar evoluția CAPEX-ului are o influență negativă moderată.

5. SCENARIUL OPTIUNE ECONOMICA OPTIMA

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

Compararea din punct de vedere tehnic - desi variantele propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, consideram varianta 2 ca fiind mai bun din acest punct de vedere, conform descrierilor de la Sectiunea 3.3.

Compararea din punct de vedere economic - desi variantele propuse nu exista diferente foarte mari in ceea ce priveste investitia. Avantajul economic rezida din optiunea de a implmenta Proiectul si a nu implmenta Proiectul, utilizand varianta tehnica optima, respectiv Varianta 2
Din Analiza reies beneficiile nete economice, cat si din punct de vedere al dezvoltarii durabile, al impactului de mediu si social

Compararea scenariilor din punct de vedere al sustenabilitatii:

Din punct de vedere al sustenabilitatii, ambele scenarii se considera sustenabile. In acest sens oportunitatea investitie rezida din optiunea de a implmenta Proiectul si a nu implmenta Proiectul, utilizand varianta tehnica optima, respectiv Varianta 2

Din Analiza reies beneficiile nete economice, cat si din punct de vedere al dezvoltarii durabile, al impactului de mediu si social

Compararea scenariilor din punct de vedere al riscurilor:

Din punct de vedere al riscurilor, ambele scenarii se incadreaza in aceeasi coeficienti de risc, masurile de prevenire / diminuare a acestora identificate fiind identice.

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

In urma analizelor prezentate anterior, se recomanda implementarea variantei 2 (avand panouri fotovoltaice de capacitate superioara) , criteriile de alegere fiind:

- Costul investitie corespunde criteriului calitate pret
- Mai putin teren ocupat
- Numar mai mic de panouri, deci o fiabilitate mai buna

Din punct de vedere economic alegerea

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

a) Regim juridic teren

Terenul pe care se propun lucrarile din prezenta documentatie este situat in proprietatea Primariei Comunei Dobrun, conform Extrasului de Carte Funciara atasat.

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

b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Obiectivul necesita alimentare cu energie electrica si cu apa.

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

Se poate observa în descrierea tehnica din cap. 3.2.

d) probe tehnologice și teste.

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), UAT, beneficiar. va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din **Centrala Fotoelectrică de 100 kWp**

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

5.4.1. Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu

Valoarea totală a obiectivului de investiții, conform specificatiilor din deviz prezentati în cadrul Secțiunii 3.3 va fi de 675184.5 RON, inclusiv TVA.

5.4.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare

Definițiile indicatorilor

Indicatorul I.1 = Capacitatea suplimentară instalată pentru energia din surse regenerabile datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată la rețea, dacă este cazul, și complet pregătită să producă energie sau care produce deja energie). Capacitatea de producție este definită drept „puterea electrică maximă netă”, astfel cum este definită de Eurostat, exprimată în MW.

Indicatorul I.2 = Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră

la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile. Exprimată în tone de CO₂.

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

Indicatorul I.3 = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință de 20 de ani

Indicatorul I.5 = Factorul de capacitate al centralei

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură	Valoare in proiect
Indicatorul I.1	Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	MW	0.10
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO ₂	76.57
Indicatorul I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	MWh/an	125.14
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	MWh	2502.8
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	%	14.29%

5.4.3. Durata de execuție a obiectivului de investiții

Durata de executie va fi de 5-6 luni, dupa semnarea contractului cu autoritatea contractanta

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

Materialele, echipamentele și aparatajul folosit corespund normelor tehnice în vigoare pentru linii electrice aeriene și subterane de joasă tensiune, medie tensiune și înaltă tensiune.

Conexiunile între instalația producătorului și RET este controlată în toate situațiile, de întrerupătoare capabile să întrerupă curentul maxim de scurtcircuit în punctul de racordare.

În soluțiile tehnice de racordare s-a ținut seama de următoarele:

- configurația, parametrii tehnici și încărcarea RED și RET din zona analizată;

parametrii energetici pe care trebuie să îi îndeplinească parcul electric fotovoltaic atât în cazul în care distribuția energiei se face pe medie tensiune cât și pe înaltă tensiune trebuie să se încadreze între parametrii actuali ai rețelelor electrice existente;

- noii parametrii energetici ai unui punct de consum existent care se redefinesc;
- cerințele legale privind zonele de protecție și de siguranță RED și RET coroborate cu condițiile de mediu, dotare tehnico-edilitară și limitele de proprietate; parametrii de compatibilitate electromagnetică ai consumatorilor existenți în interacțiune cu cei ai noului consumator (descrierea regimului deformant introdus în rețea de noul producător și a măsurilor de neutralizare a acestora dacă este cazul);
- previzibilitatea obținerii avizelor, acordurilor, autorizațiilor legale necesare pentru ocuparea cu instalații electrice a unui amplasament sau pentru modificarea RET existentă.

Distorsiuni armonice:

Armonici totale ale curentului < 2.5% Armonici totale ale tensiunii < 2.5% Factor de putere > 0,9

Mod de contorizare a energiei: contorizarea în toate soluțiile se va face cu ajutorul unui contor electronic cu dublu sens, prin intermediul transformatorilor de curent și tensiune cu posibilitatea transmiterii datelor la distanță, prin soluții conforme Codului de măsurare.

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

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

- a) Finanțare nerambursabilă din fonduri europene;
- b) Surse proprii aferente cheltuielilor eligibile.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Anexat

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

Anexat

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

Nu este cazul

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Nu este cazul.

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

Document Anexat

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

Document Anexat.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este Primaria Dobrun

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

Durata estimată de implementare și execuție a obiectivului de investiții este de 5-6 luni, cu posibilitatea până la 12 luni.

Graficul de implementare a investiției cu esalonarea investiției pe ani se prezintă astfel:

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	x	x									
2	Livrare echipamente		x	x	x								
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x	x	x	x		
4	PIF										x	X	
5	Obținerea certificatului de racordare										x	X	
6	Întocmire raport audit											X	x

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

Se va respecta și actualiza strategia de exploatare/operare conform prevederilor legale în vigoare la momentul recepției lucrărilor și a documentației prezentată de Constructor după finalizarea lucrărilor.

7.3 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pentru implementarea proiectului Primaria Dobrun dispune de o Unitate de Implementare (UIP) formată din:

- 1 Manager proiect – va coordona implementarea proiectului în conformitate cu bugetul și calendarul de implementare propuse în prezentul Studiu și în Formularul de Ofertă.
- 1 Responsabil financiar – va coordona activitățile necesare eficientizării activității de contabilitate și raportare financiară către directorul executiv, finanțatori și parteneri.
- 1 Responsabil achiziții – va coordona activitățile necesare eficientizării activității de contabilitate și raportare financiară către directorul executiv, finanțatori și parteneri.

8. Concluzii și recomandări

- Centrala fotovoltaică va avea o putere nominală de 100kWp ce va fi instalată pe un teren de, detinut de Primaria Dobrun.
- Panouri fotovoltaice să fie din siliciu monocristalin sau policristalin, care au un randament de conversie mai mare de 13,5%, echipate cu diode de bypass;
- Modulele fotovoltaice vor fi de tip sticlă-sticlă cu o putere de 410Wp pentru a asigura necesarul de energie;
- Centrala va fi formată din sistem fixe de susținere, energia electrică produsă prin acest sistem fiind mai mică decât în cazul celor cu orientare. Dar având în vedere costul trackerelor precum, costul lor montaj și amenajare a terenului, sistemul fix este mult mai ușor de realizat astfel devenind mult mai rentabil.
- Invertorul pentru conversia curentului electric din curent continuu, în curent alternativ, este trifazat cu puterea de 100 kW. Montarea și înlocuirea acestuia necesită efort și costuri minime.
- Cazurile de umbrire vor fi evitate prin poziționarea structurilor la o distanță de 4 m una față de celălalt și la o distanță minimă de 3 m de gard. Calculele au fost efectuate pentru înălțimea minimă a soarelui la zenit (18,5) pe parcursul întregului an, înălțime minimă ce se obține în timpul solstițiului de iarnă la 22 decembrie;
- Ramele modulelor fotovoltaice trebuie să fie rigide pentru a evita ruperea sau spargerea acestora prin tensionare;
- Racordarea la rețea se va face printr-un singur post de transformare în ulei, montat pe stalp, cu puterea de 100 kVA;
- Suprafața este protejată cu paratrăsnete, conform normelor CEI;
- Centrala fotovoltaică are o spațiu special amenajat în care sunt montate aparatele de comutație, sistemul de achiziție a datelor, de monitorizare a centralei.
- Centrala are un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și a arhiva evoluția datelor parametrilor;
- Centrala este dotată cu un sistem de securitate pentru supravegherea centralei și un gard din sârmă.
- Centrala va avea drum de acces și alei către structurile de montare pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare iar în cazul unei defecțiuni să se poată interveni cupromptitudine.

Impactul asupra mediului:

Proiectul nu va prezenta niciun impact semnificativ pentru mediul înconjurător la locul amplasării. Impactul vizual asupra comunităților locale va fi, de asemenea, neglijabil. Situl

este suficient de departe de orice așezări din zonă, situate la mai mult de 1 km de cea mai apropiată locuință.

Centrala fotovoltaică nu reprezintă prin construcție sau operare o sursă de poluare a apelor sau a aerului sau o sursă de poluare cu radiații. Întreaga activitate de construcție și exploatare a centralei fotovoltaice se va încadra în limitele principiului Declarației de la Stockholm, în sensul că activitatea nu va produce pagube mediului.

Realizarea proiectului și funcționarea centralei fotovoltaice nu produc fenomene cu impact negativ în ceea ce privește aspectele de mediu definitorii precum populația, flora, fauna, solul, apa, aerul. Întrucât centrala nu generează nici un tip de poluant gazos, lichid, solid ori pulverulent, prezența acesteia nu va afecta ecosistemele acvatic și terestre din zonă.

Ca urmare:

- a. Eficiența panourilor trebuie să fie:
 - > 19% pentru panouri monocristaline din siliciu;
 - > 18% pentru panouri policristaline din siliciu;
 - > 12% pentru panouri subțiri sau semitransparente;

- b. Condiții standard de testare (STC):

o radiație solară 1000 W/m²; - CONFORM

o masa aerului AM 1,5; - CONFORM

o temperatura celulei 25°C. – CONFORM

Invertoare:

- a. **conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020
– CONFORM LUAND IN CONSIDERARE LISTA
INVERTOARELOR AGREATE**
- b. **eficiență europeană: > 97% -
Eficienta europeana 98.8% - CONFORM**

Întocmit,

Ec. IACOB Cristian Gheorghe, CESGA



**Ing. ADASCALULUI Ciprian,
autorizat ANRE**

