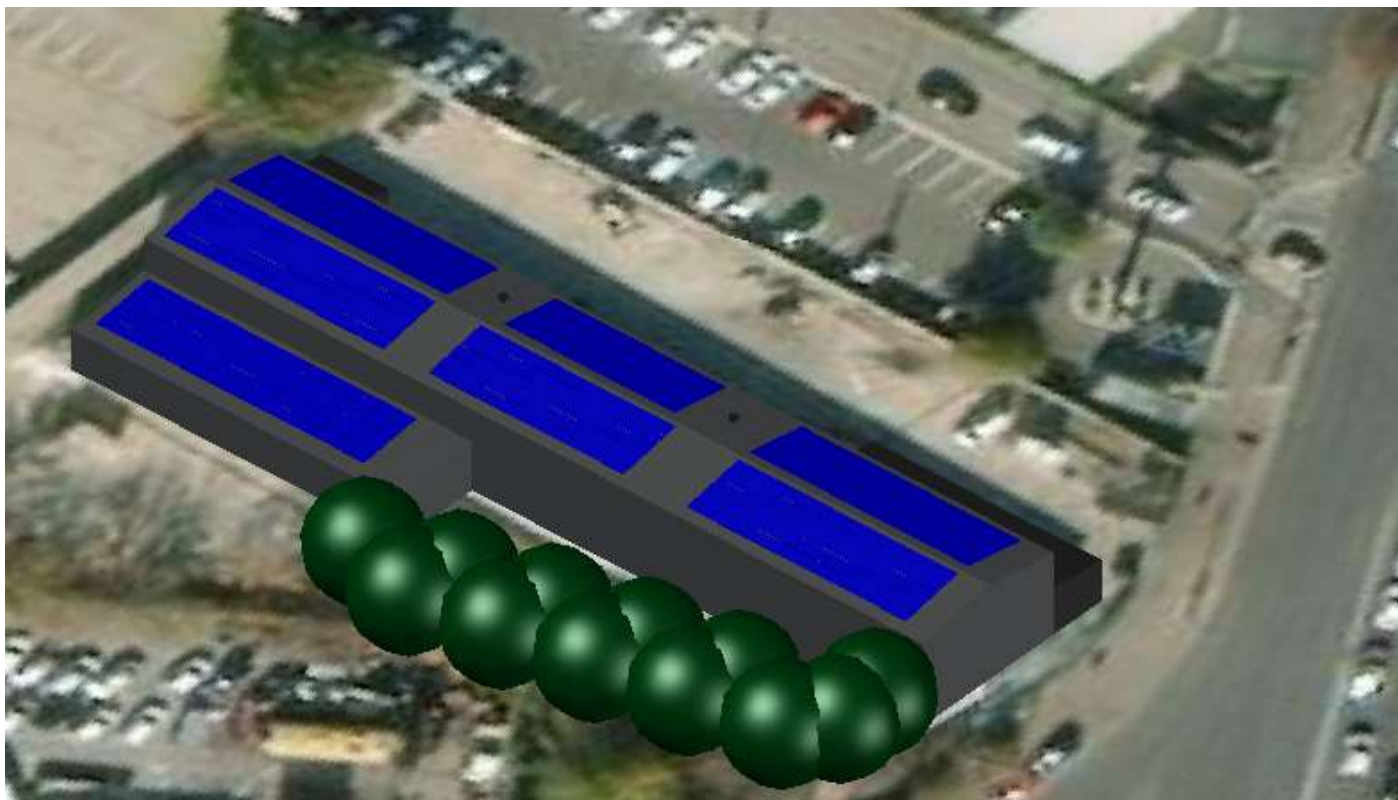


*SISTEME DE PANOURI FOTOVOLTAICE
SEDIU ADMINISTRATIV DIRECȚIA GENERALĂ
VENITURI BUGET LOCAL SECTOR 2 – ȘOSEAUA
MORARILOR NR.6 – IMOBIL P+1*

AMPLASAMENT: BUCUREȘTI SECTOR 2 STR. MORARILOR NR.6



FAZA DE PROIECTARE: STUDIU DE FEZABILITATE

BENEFICIAR: DIRECȚIA GENERALĂ VENITURI BUGET LOCAL SECTOR 2

NUMĂR PROIECT: 035-2022

DATA ELABORĂRII: 12.2022

PROIECTANT GENERAL: SC SECUNET PROJECT

PROIECTANT DE SPECIALITATE: SC D&D EUROPROIECT INSTAL SRL

VERIFICAT: ING. SILVIU ULMEANU

INTOCMIT: ING. CRISTIAN GRIGORE

**PUNCT DE LUCRU: STR. NICOLAE FILIPESCU NR.39-41 ETAJ 3 BIROUL NR.2
BUCUREȘTI**

TELEFON: 0314251982 FAX: 0314251981

AUTORIZATIE ANRE: ATESTAT NR.16576/09-11-2020

CUPRINS

LISTA ABREVIERI	4
A. PIESE SCRISE	5
1. Informații generale privind obiectivul de investiții.....	5
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor	5
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)	5
1.4. Beneficiarul investiției	5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	5
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții.....	6
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	6
2.2. Prezentarea contextului: politici strategii legislație acorduri relevante structuri instituționale și financiare	6
2.1 Restricții privind impactul asupra mediului.....	11
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	17
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.....	17
2.4.1.Cererea și oferta de energie.....	17
2.4.1.Cererea și oferta de energie.....	23
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice.....	25
3. Identificarea propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	26
3.1. Particularități ale amplasamentului:	26
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic constructiv funcțional-arhitectural și tehnologic: ...	38
3.3. Costurile estimative ale investiției:	60
3.4. Studii de specialitate în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor după caz:	67
3.5 . Grafice orientative de realizare a investiției.....	68
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico- economic(e) propus(e).....	69
4.1. Prezentarea cadrului de analiză inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	69
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc antropici și naturali inclusiv de schimbări climatice ce pot afecta investiția	71

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:	72
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:	73
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii care justifică dimensionarea obiectivului de investiții .75	
4.6. Analiza financiară inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat valoarea actualizată netă rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară	75
4.7. Analiza economică inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau după caz analiza cost-eficacitate	77
4.8. Analiza de senzitivitate	86
4.9. Analiza de riscuri măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	87
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă) recomandat(ă).....	92
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse din punct de vedere tehnic economic financiar al sustenabilității și riscurilor	92
5.3. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:.....	92
5.4. 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	93

LISTA ABREVIERI

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ATR	Aviz tehnic de racordare CDC Certificat de conformitate cu cerințele tehnice
CDCT	Certificat de conformitate cu cerințele tehnice temporar
CEF	Centrală electrică fotovoltaică
CfR	Certificat de racordare
Cod RED	Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție
Cod RET	Codul tehnic al rețelei electrice de transport
DEC	Dispecerul Energetic Central
DET	Dispecerul Energetic Teritorial
DED	Dispecerul Energetic de Distribuție
DI	Documentul instalației
DMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de distribuție
LEA	Linie electrică aeriană
LES	Linie electrică subterană
LVRT	Capabilitatea de trecere peste defect
Pi	Puterea instalată
Pmax	Capacitate maximă
RAT	Regulator automat de tensiune
RFA	Reglaj de frecvență activ ca răspuns la abaterile de frecvență
RFA-CR	Reglaj de frecvență activ limitat la creșterea frecvenței
RFA-SC	Reglaj de frecvență activ limitat la scăderea frecvenței
ROCOF	Viteza de variație a frecvenței
RfG	Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare SCADA Sistem informatic de monitorizare comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic sau instalații
SEN	Sistemul electroenergetic național
Un	Tensiunea nominală a rețelei (tensiune de referință)

A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Sisteme De Panouri Fotovoltaice Sediul Administrativ Direcția Generală Venituri Buget Local Sector2 – Șoseaua Morarilor Nr.6 – Imobil P+1

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Direcția Generală Venituri Buget local Sector 2

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul investiției și totodată entitatea responsabilă cu implementarea proiectului este:

Beneficiar: Direcția Generală Venituri Buget local Sector 2

ADRESA: Șoseaua Morarilor nr.6

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

PROIECTANT GENERAL: SC SECUNET PROJECT

PROIECTANT DE SPECIALITATE: SC D&D EUROPROIECT INSTAL SRL

NUMĂR PROIECT: 035-2022

VERIFICAT: ING. SILVIU ULMEANU

INTOCMIT: ING. CRISTIAN GRIGORE

PUNCT DE LUCRU: STR. NICOLAE FILIPESCU NR.39-41 ETAJ 3 BIROUL NR.2
BUCUREȘTI

TELEFON: 0314251982 FAX: 0314251981

AUTORIZATIE ANRE: ATESTAT NR.16576/09-11-2020

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 întocmit un Studiu de Fezabilitate preliminar

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

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 definite prin setul de inițiative politice ale Comisiei Europene cunoscute sub denumirea de *Pactul Ecologic European*

Pactul Ecologic 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 acestea fiind:

- intensificarea eficienței energetice;
- îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor;
- dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.

Datorită situației tumultuoase ale piețelor combustibililor fosili în special de petrol și gaze producerea energiei din surse regenerabile reprezintă o alternativă la sursele convenționale care contribuie simultan la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței combustibililor fosili.

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 colegiitorii 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 ultimul deceniu s-a resimțit la nivel european o creștere a aportului de energie electrică din surse regenerabile. Agenția Internațională pentru Energie Regenerabilă(IRENE) a estimat o creștere cu circa 20% la nivel european a energiei electrice produse din surse regenerabile.

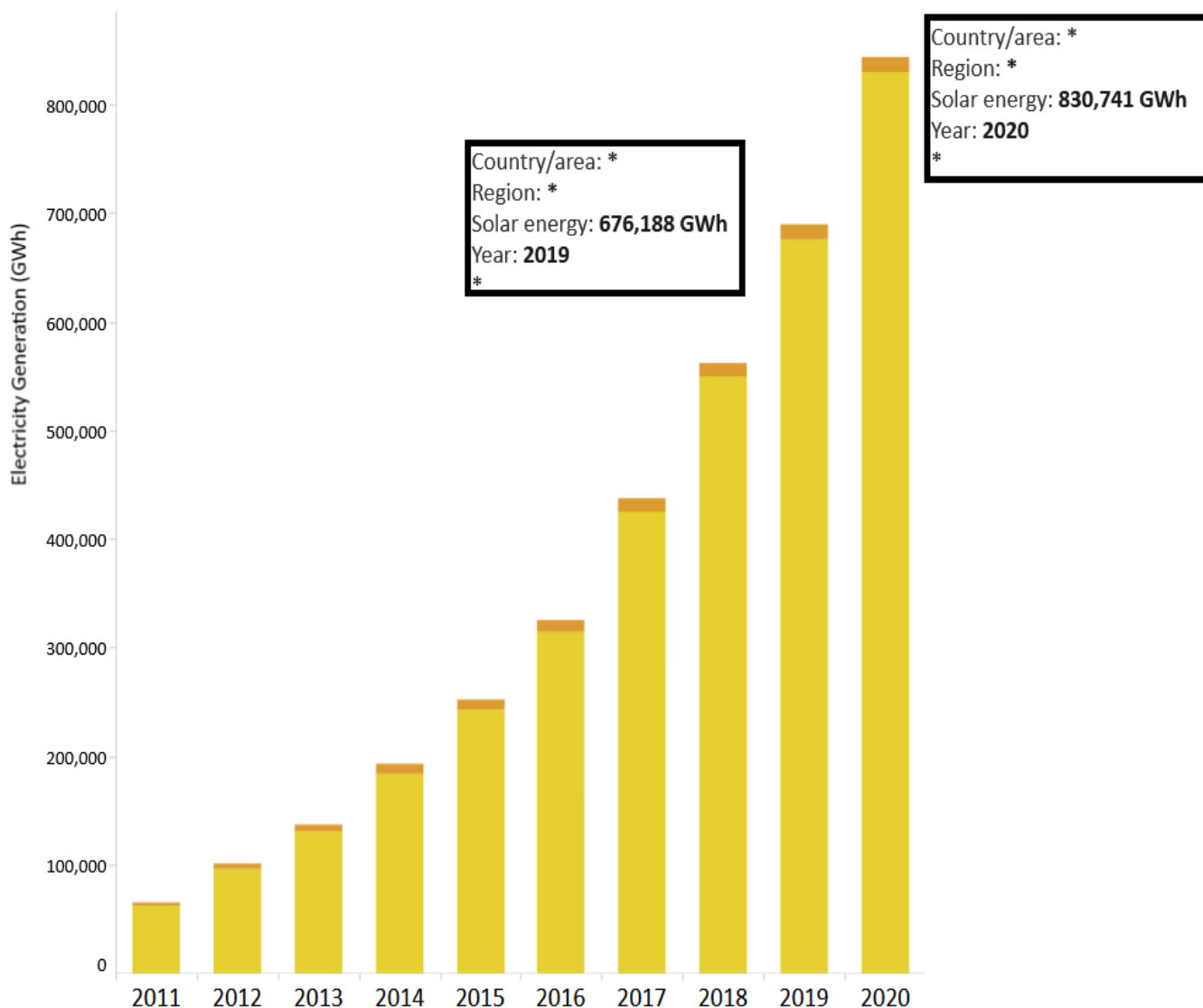


Fig 2.1 – Graficul de evoluție al producere de energie fotovoltaică la nivel european

Cu toate acestea dacă izolăm situația în România datele statistice conturează o imagine diferită de cea Europeană. Analizând datele publicate de IRENA se poate remarca o stagnare în cea ce privește dezvoltarea atât a CEF cât și a energiei din surse regenerabile. Mai mult decât se poate tendința a fost aceea de reducere în energia produsă prin surse regenerabile de la 1 982 GWh/an în anul 2015 până la 1 733 GWh/an în 2020 o scăderii de circa 15%.

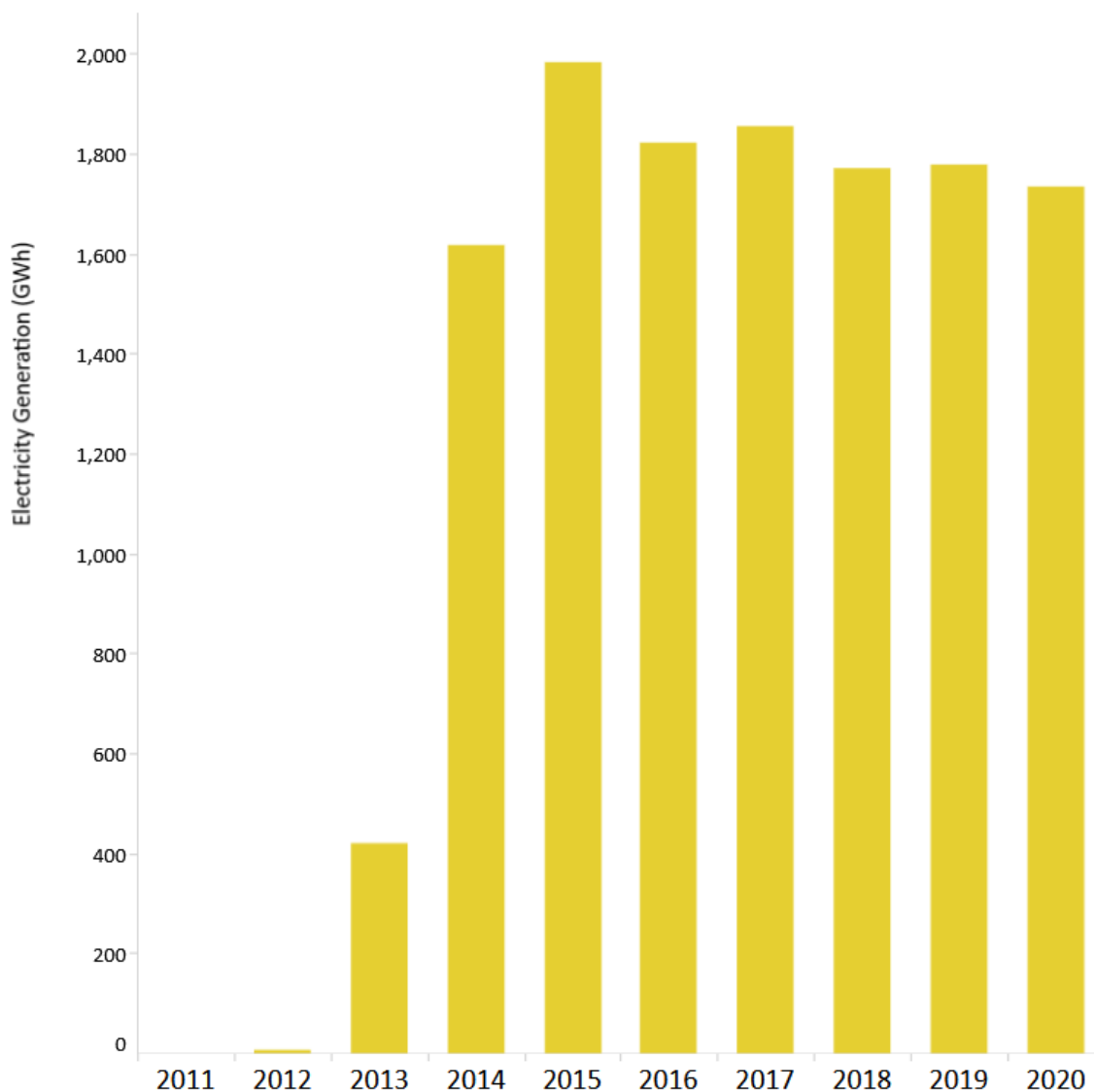


Fig. 2.2 – Graficul de evoluție al producere de energie fotovoltaică în România

Datele statistice publicate de către INS coroborează rezultatele statisticelor internaționale a se vedea figura 2.3 din care rezultă că doar 3% din energia electrică din România este generată prin intermediul energiei solare și aceasta a stagnat la acest procent în ultimii ani.

Acest lucru este îngrijorător deoarece prezintă o imagine în care sistemul energetic la nivelul României nu se aliază cu cel european.

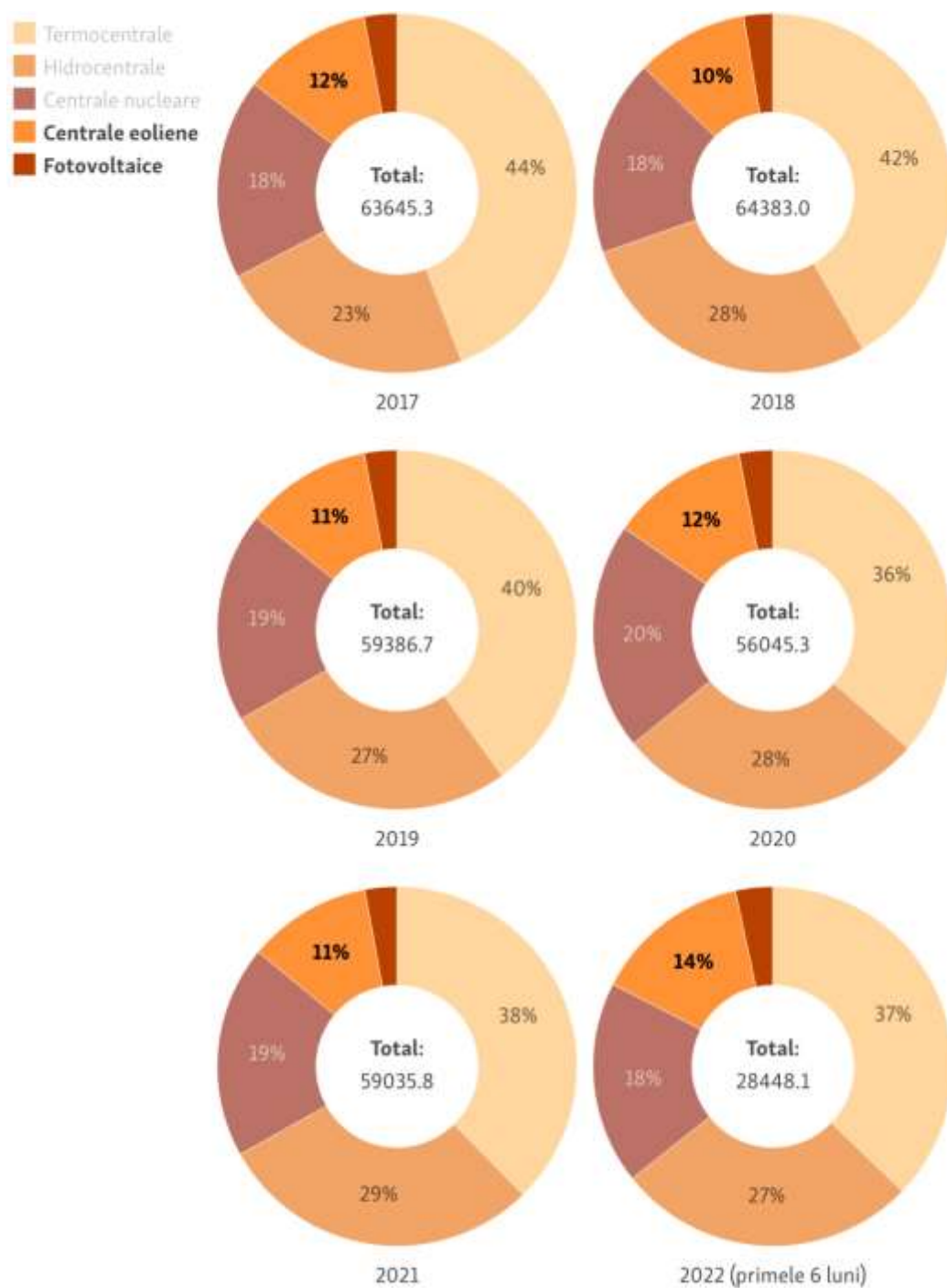


Fig. 2.3 – Producția de energie electrică din România în ultimii 5 ani(sursă INS)

În acest sens din punct de vedere legislativ s-au luat măsuri pentru stimularea investițiilor în proiecte fotovoltaice în vederea alinierii României cu cerințele europene după cum urmează:

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 amalgamul 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 realizării Studiului de Fezabilitate **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 din 1990. 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 aloca 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. Companiile entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

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_e produs [2].

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_e 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).

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

- constrângerile financiare acutizate în urma izbucnirii crizei economice globale din 2008 pandemia începută în anul 2020 criza energetică din 2021 și războiul din UCRAINA
- problema energetică – nevoia unei reale independente energetice bazată pe surse locale într-o lume în care presiunea pe resurse devine tot mai mare cuplata cu preocupările regionale / naționale / europene / globale privind mediul înconjurător și limitarea grabnică a influenței antropice asupra modificărilor climatice – post Kyoto 1997 și Strategia UE în domeniul energiei și mediului ”Europa 20/20/20”.

Noile investiții în energie trebuie să țină seama atât de prioritățile naționale în domeniul energetic și nevoii de diversificare a aprovizionării și de reducere a poluării așa cum sunt acestea stipulate în strategia energetică națională cât și de constrângerile constructive ale Sistemului Energetic Național date mai ales de Rețeaua Electrică de Transport (RET).

Activitatea de planificare a dezvoltării RET se va concretiza prin: identificarea oportunităților de amplasare a noilor capacități de producție și de dezvoltare a zonelor de consum de electricitate.

Inițiativa de realizare a unui sistem de panouri fotovoltaice de 140 kWp – proiect situat pe amplasamentul din Municipiul București vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile Măsurile de producere a energiei din surse regenerabile destinate autorităților administrației publice locale vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele privind consumul final de energie provenită din surse regenerabile prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie solară.

Principalele obiective urmărite la nivel macroeconomic sunt:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor mai ecologică și mai competitivă conducând la dezvoltarea durabilă care se bazează printre altele pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- e) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- f) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei") referitor la asigurarea până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- h) creșterea adecvației Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- i) punerea în aplicare a inițiativei 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).

În conformitate cu tema studiului de fezabilitate și urmărind în mare Obiectivele Strategiei de Eficiență energetică în ceea ce privește creșterea contribuției echitabile a municipiului București la realizarea țintei de decarbonizare a României și îmbunătățirea calității mediului se propune execuția unui sistem de panouri fotovoltaice – proiect situat în sectorul 2 București care să furnizeze energie electrică din surse regenerabile având scopul de a diminua emisiile de dioxid de carbon și de a se îmbunătăți stabilitatea Sistemului Energetic Național.

Obiectivul general al proiectului este optimizarea proceselor orientate către beneficiar în concordanță cu Strategia pentru consolidarea administrației publice prin implementarea unor

mecanisme și proceduri standard pentru fundamentarea deciziilor și a planificării strategice pe termen lung. Strategia de eficiență energetică se concentrează pe creșterea calității vieții cetățenilor prin dezvoltarea durabilă a municipiului București corelată cu politicile publice la nivel național european și internațional.

Promovarea producerii energiei verzi la nivelul Uniunii Europene și la nivel național generează posibilitatea atragerii de fonduri nerambursabile și implicit creșterea capacității instituționale de derulare de investiții de eficientizare energetică și de reducere a emisiilor de CO₂.

Principalul rezultat urmărit este:

- Producție majorată a energiei din surse regenerabile

Acest rezultat va contribui și la:

- creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile mai puțin exploatate.
- 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).

Legislația în vigoare

Legislația primară este emisă de Parlament și Guvernul României în timp ce legislația secundară este emisă de consiliul de reglementare - ANRE.

- Legea energiei și gazelor naturale nr. 123/2012 („Legea energiei”) stabilește cadrul legal general aplicabil sectorului electricității și gazelor naturale.
- Legea nr. 220/2008 privind instituirea unui sistem de promovare a producției de energie electrică din surse regenerabile de energie („Legea 220/2008”) modificată și completată de Legea nr. 139/2010 („Legea 139/2010”) și ulterior prin Ordonanța de urgență nr. 88/2011 („EO 88/2011”) astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 134/2012 („Legea 134/2012”) modificată ulterior prin Legea nr. 134/2012 („Legea 134/2012 ”); Ordonanța de urgență nr. 57/2013 („EO 57/2013”) astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 23/2014; Ordonanța de urgență nr. 79/2013 („EO 79/2013”); și Legea nr. 122/2015 („Legea 122/2015”).
- Hotărârea Guvernului nr. 1232/2011 privind aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie („HG 1232/2011”).
- Hotărârea Guvernului nr. 90/2008 („HG 90/2008”) privind aprobarea Regulamentului pentru conectarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

- Hotărârea Guvernului nr. 1069/2007 privind aprobarea „Strategiei energetice naționale 2007-2020” („Strategia energetica național HG”) a stabilit următoarele obiective principale:
 - i. promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie;
 - ii. implementarea de noi tehnologii și tehnologii curate (de exemplu tehnologii cu emisii reduse de carbon);
 - iii. instituirea unui sistem de promovare a tranzacționării certificatelor verzi.

Mecanismul de promovare a producției de energie electrică-RES constând dintr-un sistem de obligații de cota cuplat cu GC tranzacționabile piața de tranzacționare pentru GC-uri și obiectivele stabilite pentru producția de energie electrică-RES sunt conforme cu prevederile UE.

- DIRECTIVA 2003/30 / CE a PARLAMENTULUI EUROPEAN din 8 mai 2003 pentru promovarea și utilizarea biocombustibililor și a altor combustibili regenerabili pentru transport;
- Directivele 72/2009 / CE și 73/2009 / CE
- Regulamentul (UE) 2019/943 și Directiva (UE) 2019/944. Regulamentul (UE) 2019/943 privind piața internă a energiei electrice oferă un cadru pentru integrarea în continuare a energiei regenerabile pe piața energiei electrice stabilește noi reguli privind zonele de ofertare și alocarea capacității între zone și consolidează rolul pieței în furnizarea semnale de preț pentru investiții.

Legislația secundară

Misiunea Autorității Române de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) este de a reglementa monitoriza și controla funcționarea sectorului energetic și a piețelor de electricitate și gaze naturale în ceea ce privește concurența transparentă eficiența și protecția consumatorilor precum și implementarea și să monitorizeze măsurile de eficiență energetică la nivel național și să promoveze utilizarea surselor regenerabile de energie la consumatorii finali.

- Ordinul nr. 42/2011 („Ordinul 42/2011”) modificat ulterior prin Ordinul nr. 37/2012 privind aprobarea Regulamentului de acreditare a producătorilor de energie electrică RES pentru aplicarea schemei de promovare a CG.
- Ordinul nr. 43/2011 („Ordinul 43/2011”) privind aprobarea Regulamentului de emisie a CG.
- Ordinul nr. 44/2011 („Ordinul 44/2011”) privind aprobarea Regulamentului pentru organizarea și funcționarea pieței GC.
- Ordinul nr. 45/2011 („Ordinul 45/2011”) privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea cotei anuale de achiziție a GC.
- Ordinul nr. 25/2004 pentru aprobarea Codului comercial pentru piața cu ridicata a energiei electrice („Codul comercial pentru piața cu ridicata a energiei electrice”).

- Ordinul nr. 16/2019 pentru modificarea Normei pentru compensații între diferiți utilizatori conectați la rețea în diferite etape utilizând instalații comune. Aprobata anterior prin Ordinul nr. 180/2015.
- Ordinul nr. 38/2008 privind aprobarea Regulamentului tehnic pentru proiectarea și execuția liniilor electrice - NTE 007/08/00;
- Ordinul nr. 59/2013 („Ordinul 59/2013”) pentru aprobarea Regulamentului pentru conectarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public modificat ulterior prin Ordinul nr. 63/2014 („Ordinul 63/2014”). Ulterior modificat de mai multe ori cel mai recent prin Ordinul nr. 68/2020 publicat în aprilie 2020.
- Ordinul nr. 30/2013 - Aplica normele tehnice și regulamentul pentru conectarea centralelor fotovoltaice la rețeaua publică de energie. Modificat prin Ordinul nr. 51/2019.
- Ordinul nr. 59/2014 de modificare a Ordinului nr. 74/2013 pentru aprobarea Procedurii de energizate pentru teste și conformitatea cu reglementările pentru centralele eoliene și fotovoltaice.
- Ordinul nr. 236/20.12.2019 al ANRE publicat în Monitorul Oficial al României Partea I Nr. 1029 / 20.XII.2019 privind aprobarea regulilor de eliminare și / sau atenuare a impactului măsurilor sau politicilor care pot contribui la restricționarea stabilirii preturilor pe piața angro a energiei electrice.
- Draft Project ANRE 20.02.2020 pentru un ordin propus de modificare a Legii energiei și gazelor naturale nr. 123/2012.

Legislația aferentă PUZ

- Legea nr. 350/2001 privind amenajarea teritoriului și urbanismului („Legea urbanismului”) cu modificările ulterioare
- Hotărârea Guvernului nr. 525/1996 privind aprobarea Regulamentului general de urbanism.
- Ghid privind metodele de redactare și cadrul urbanistic al zonei (PUZ). Aprobata prin Ordinul nr. 176/N/13.aug.2000 emis de Lucrările Publice și Amenajarea Teritoriului din România.

Modificarea utilizării terenului

- Ordinul nr. 897/798/2005 privind aprobarea Regulamentului pentru conținutul documentelor referitor la eliminarea terenurilor de pe teren agricol.
- Ordinul nr. 83/2018 privind aprobarea Regulamentului pentru scoaterea temporară sau definitivă a terenurilor din uz agricol. De asemenea aprobarea rambursări pentru plățile deja făcute către ‘Fondul de ameliorare a fondului funciar’. Modified Ordinul nr. 897/798/2005.

Autorizația de construire

- Legea nr. 50/1991 privind autorizarea lucrărilor de construcții (Legea construcțiilor”) cu toate modificările și modificările sale. Ultimele amendamente au fost înlocuite de Legea nr. 197/2016.
- Legea nr. 10/1995 privind clădirea QA. Modificat prin Legea nr. 177/2015 cu modificările ulterioare.

- Hotărârea Guvernului nr. 57/2007 privind ariile protejate habitatele naturale de reproducere plantele și viata salbatica. Modificat prin legea 49/2011 cu modificarile ulterioare.
- Hotărârea Guvernului nr. 43/1997 privind reglementarile rutiere. Reeditat cu toate modificarile și modificarile sale.
- Ordinul Ministerului Transporturilor nr. 1294/2017 privind Regulamentul pentru cladiri stalpi de instalare și copaci de-a lungul drumurilor publice.
- Legea nr. 46/2008 - Reglementari forestiere.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Noile investiții în energie trebuie sa țină seama atât de prioritățile naționale în domeniul energetic și nevoii de diversificare a aprovizionării și de reducere a poluării așa cum sunt acestea stipulate în Strategia Energetica Naționala cât și de constrângerile constructive ale Sistemului Energetic National date mai ales de Rețeaua Electrica de Transport.

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 oferitate.

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

2.4.1. Cererea și oferta de energie

Scopul principal al investiției este de a produce energie electrica prin forte proprii într-un mod ecologic pentru a beneficia de avantajele stipulate în Legea 139/2010 pentru modificarea Legii 220/2008 privind stimularea producerii de energie din resurse regenerabile.

Pentru identificarea zonelor geografice în care există în continuare o disponibilitate de transport a rețelei electrice CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta de încărcare a rețelei.

Zona în care urmează să se monteze panourile fotovoltaice este situată în zona B care suportă o capacitate de transport a energiei de 1500 MW.

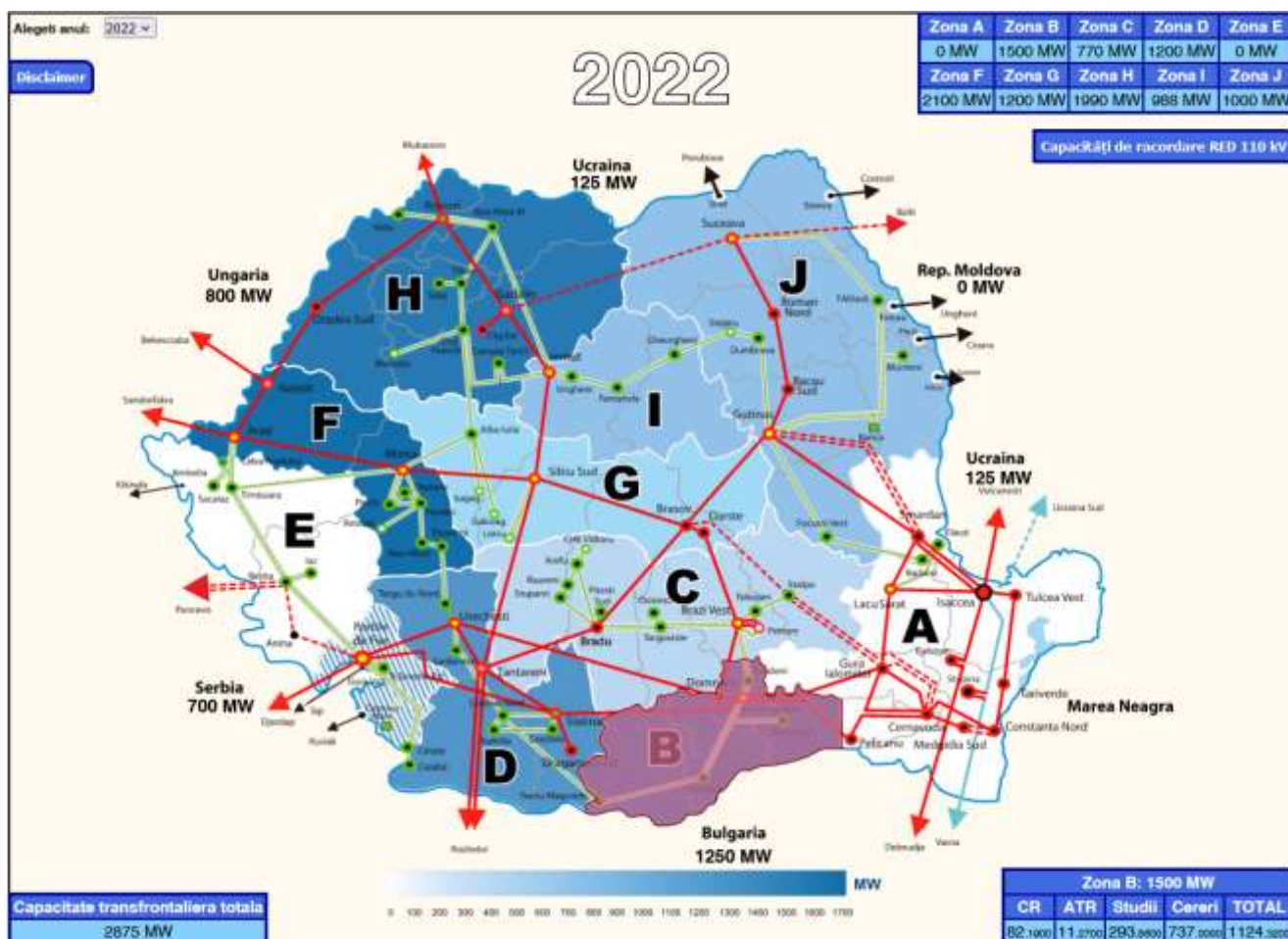


Fig. 0.4 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România Decembrie 2022

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

Se observă din figura 2.5 că în perioada 2010-2021 prețul mediu al energiei electrice a avut o creștere constantă. De asemenea din fig.2.6 reiese faptul că în perioada 2021 – 2022 prețul mediu de închidere al PZU s-a dublat. Cu toate că această rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte perioada prelungită a acestei tendințe de creștere se resimte și în anul curent (a se vedea figura 2.7)

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.

Pentru a evidenția tendința continuă de creștere a prețului mediu in figura 2.8 respectiv 2.9 se regăsesc rapoartele OPCOM pentru PZU din aceeași zi la un an diferență din care se poate vedea o creștere ce excedă 100%.

Așadar pentru amortizarea acestor creșteri semnificative este imperativ necesară realizarea proiectelor de generare a energiei electrice din surse regenerabile.

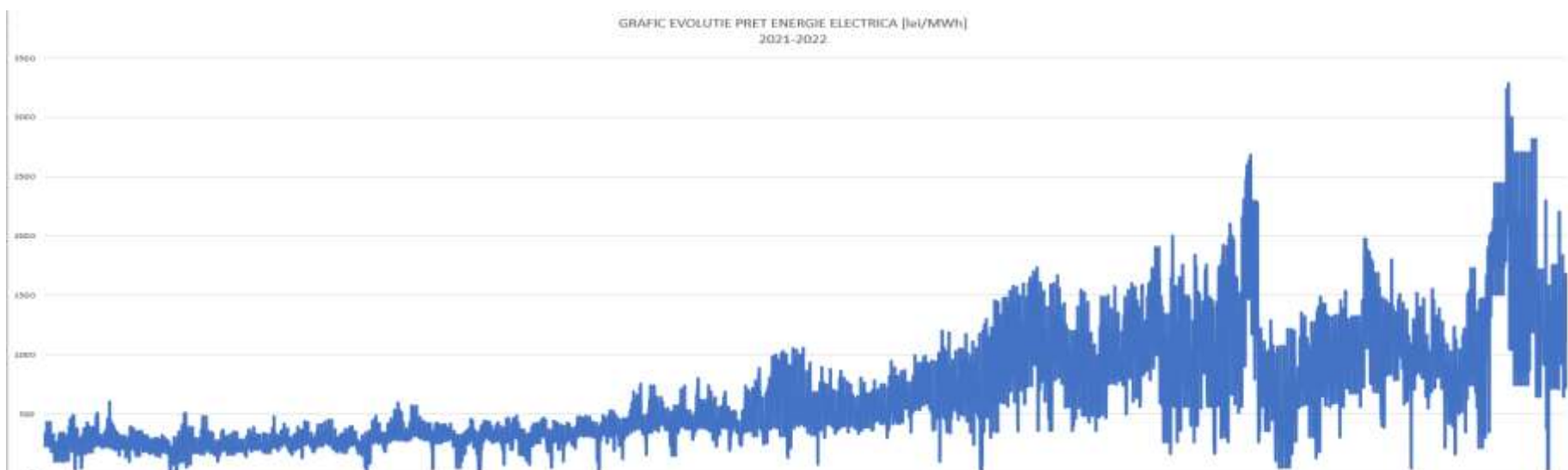
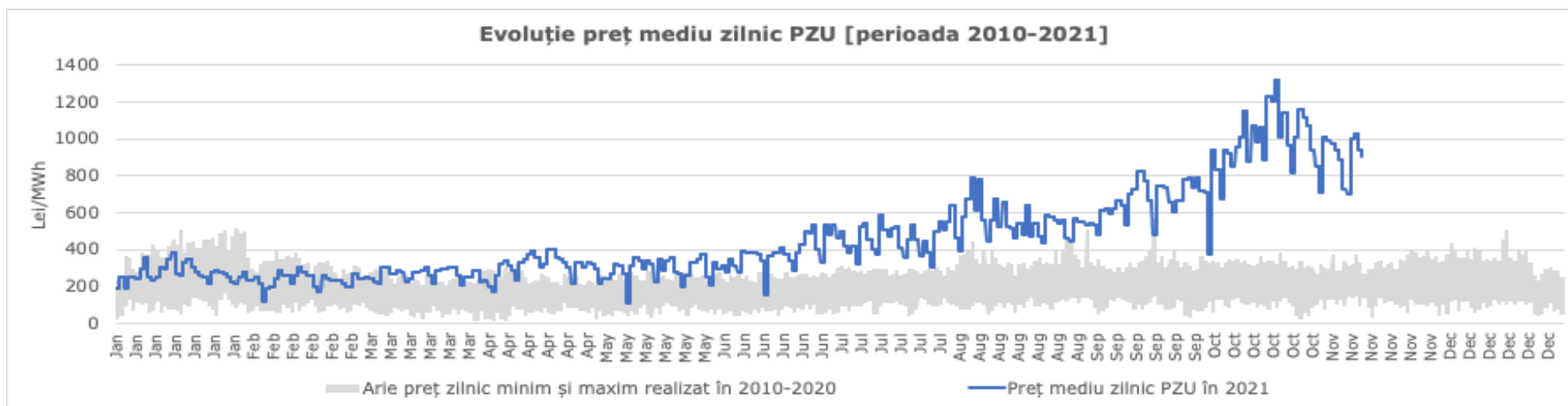


Fig. 0.5 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU în perioada 2010-2021

Fig. 0.6 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU în perioada 2021-2022

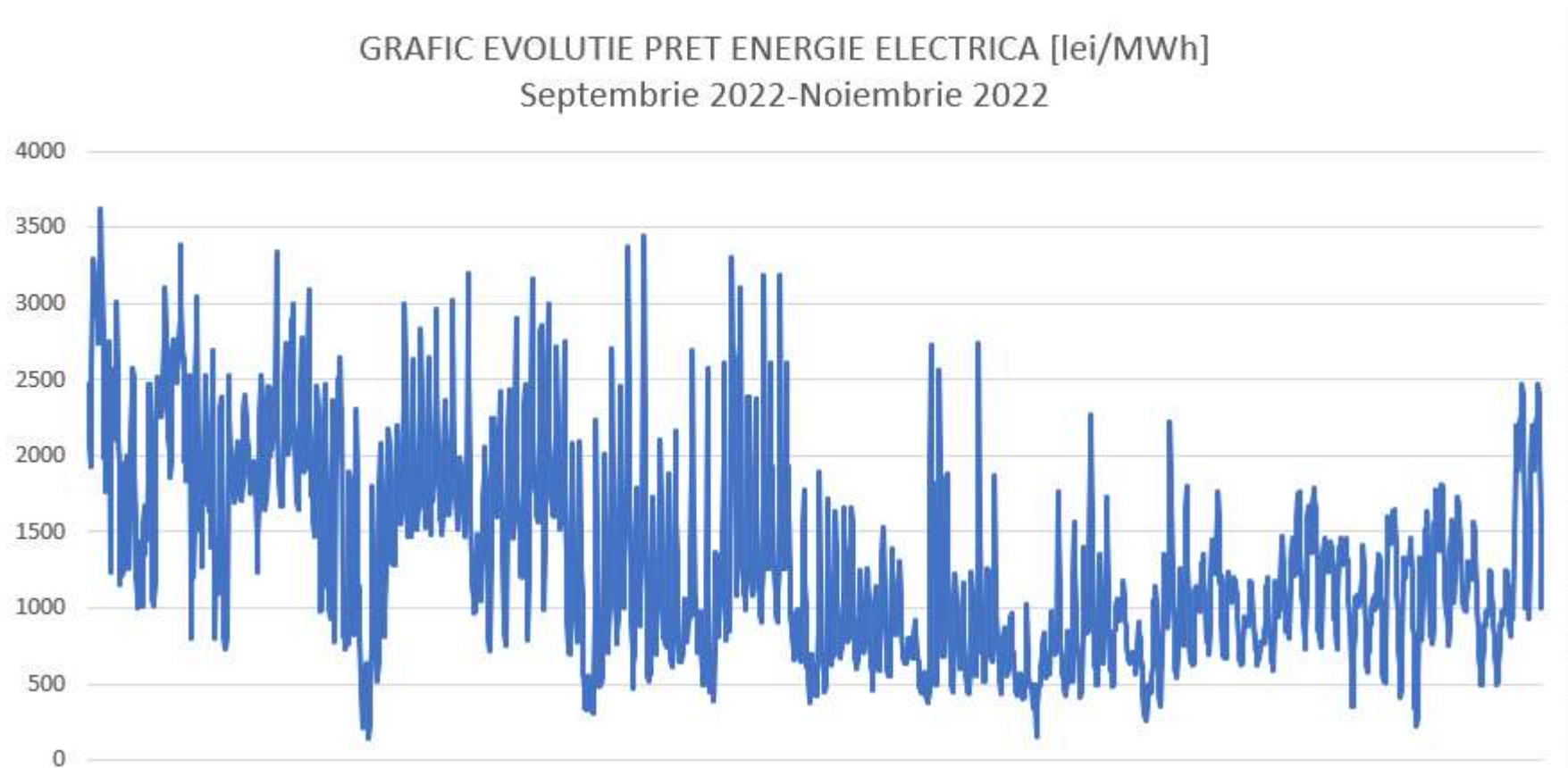


Fig. 0.7 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU în perioada Septembrie – Noiembrie 2022

Zona de tranzactionare	Interval	ROPEX DAM_H [lei/MWh]	Volum tranzactionat [MWh]	Volum tranzactionat pe cumparare [MWh]	Volum tranzactionat pe vanzare [MWh]
Romania	1	517,78	2.137,4	2.137,4	1.926,0
Romania	2	492,18	2.141,3	2.141,3	1.980,3
Romania	3	471,20	2.126,3	2.126,3	1.998,7
Romania	4	457,29	2.092,6	2.092,6	2.030,7
Romania	5	454,81	2.061,4	2.056,0	2.061,4
Romania	6	457,37	2.014,8	2.014,8	2.012,2
Romania	7	463,57	2.145,1	1.952,9	2.145,1
Romania	8	458,97	2.168,9	1.966,6	2.168,9
Romania	9	461,73	2.256,7	2.185,8	2.256,7
Romania	10	454,81	2.340,2	2.340,2	2.251,2
Romania	11	438,24	2.446,2	2.403,9	2.446,2
Romania	12	415,14	2.503,6	2.480,2	2.503,6
Romania	13	402,60	2.576,2	2.459,6	2.576,2
Romania	14	324,47	2.536,4	2.536,4	2.500,5
Romania	15	296,81	2.541,9	2.541,9	2.515,9
Romania	16	341,42	2.635,3	2.635,3	2.466,0
Romania	17	419,54	2.681,2	2.681,2	2.561,7
Romania	18	470,36	2.593,4	2.593,4	2.569,4
Romania	19	629,81	2.732,5	2.732,5	2.499,3
Romania	20	693,02	3.207,8	3.207,8	2.476,4
Romania	21	721,30	3.167,0	3.167,0	2.460,1
Romania	22	640,58	2.793,9	2.793,9	2.134,4
Romania	23	607,76	2.391,9	2.391,9	2.112,9
Romania	24	495,44	2.228,6	2.228,6	2.201,8

Fig. 0.8– Raport PZU din data de 05.09.2021

Introduceti data raportului 05 / 09 / 2022

Zona de tranzactionare	Interval	ROPEX DAM_H [lei/MWh]	Volum tranzactionat [MWh]	Volum tranzactionat pe cumparare [MWh]	Volum tranzactionat pe vanzare [MWh]
Romania	1	1.409,66	1.762,1	1.318,8	1.762,1
Romania	2	1.063,57	1.561,8	1.293,2	1.561,8
Romania	3	1.012,94	1.632,4	1.260,7	1.632,4
Romania	4	1.063,16	1.628,0	1.244,4	1.628,0
Romania	5	1.157,00	1.598,9	1.270,6	1.598,9
Romania	6	1.776,76	1.619,2	1.488,0	1.619,2
Romania	7	2.223,34	1.601,4	1.503,3	1.601,4
Romania	8	2.448,62	1.935,8	1.935,8	1.559,7
Romania	9	2.513,57	2.120,5	2.120,5	1.549,6
Romania	10	2.365,48	2.133,8	2.133,8	1.584,6
Romania	11	2.261,79	2.096,8	2.096,8	1.659,7
Romania	12	2.290,08	2.139,9	2.139,9	1.710,5
Romania	13	2.463,43	2.108,2	2.108,2	1.724,0
Romania	14	2.470,49	2.060,3	2.060,3	1.637,4
Romania	15	2.253,20	2.042,2	2.042,2	1.580,9
Romania	16	2.346,46	2.027,6	2.027,6	1.504,4
Romania	17	2.405,58	2.087,3	2.087,3	1.463,1
Romania	18	2.515,85	2.082,6	2.082,6	1.410,3
Romania	19	2.767,07	2.210,9	2.210,9	1.376,9
Romania	20	3.099,51	2.454,8	2.454,8	1.375,1
Romania	21	2.839,92	2.389,9	2.389,9	1.389,2
Romania	22	2.570,41	1.919,1	1.919,1	1.392,7
Romania	23	2.379,24	1.900,2	1.900,2	1.380,2
Romania	24	2.220,34	1.589,7	1.589,7	1.381,1

Fig. 0.9– Raport PZU din data de 05.09.2022

2.4.1. Cererea și oferta de energie

Potențialul solar este reprezentat de iradianța care se definește ca fiind cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Energia emisă de soare este 3.72×10^{20} MW ceea ce echivalează cu 63 MW pe fiecare m^2 al suprafeței sale după parcurgerea distanței medii de 150 milioane de km dintre Pământ și Soare rezulta o iradianței medii extraterestre la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1.36 kW/m^2 .

Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3.4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară fig.4 ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1.75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului $1.05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului.

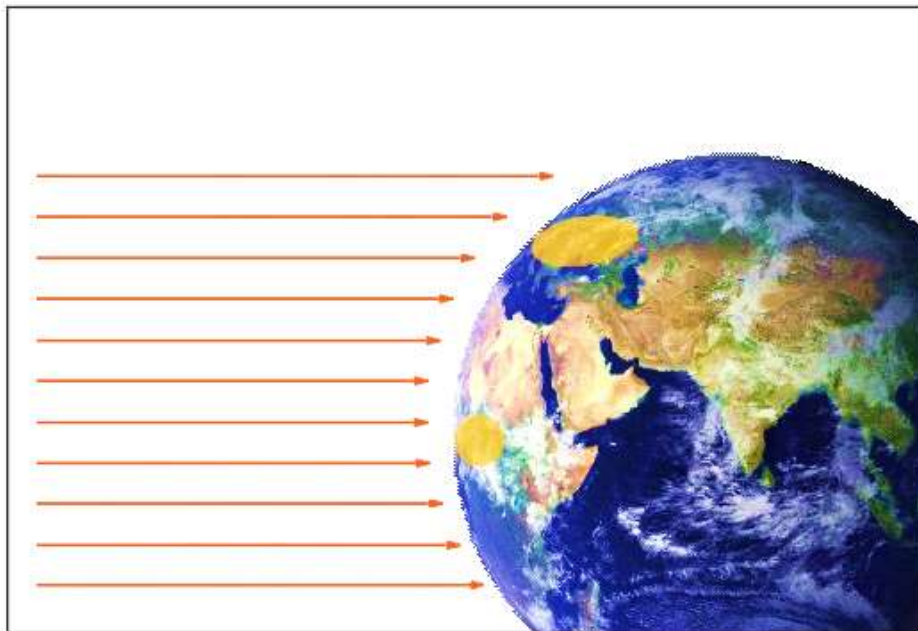


Fig.2.10. Unghiul de incidență a razelor solare

Iradianța este influențată de o multitudine de factori climatici printre care se numără vaporii de apă din atmosferă proprietățile optice ale aerosolilor elevația amplasamentului s.a. care sunt dificil de cuantificat astfel pentru scopul acestui capitol se va ține cont de GHI. Conform fig.2.11 privind iradianța globală se pot extrage valorile caracteristice la nivel global după cum urmează:

Minim: circa 803 kWh/m^2 ;

Mediu circa 1752 kWh/m^2 ;

Maxim circa 2702 kWh/m²;

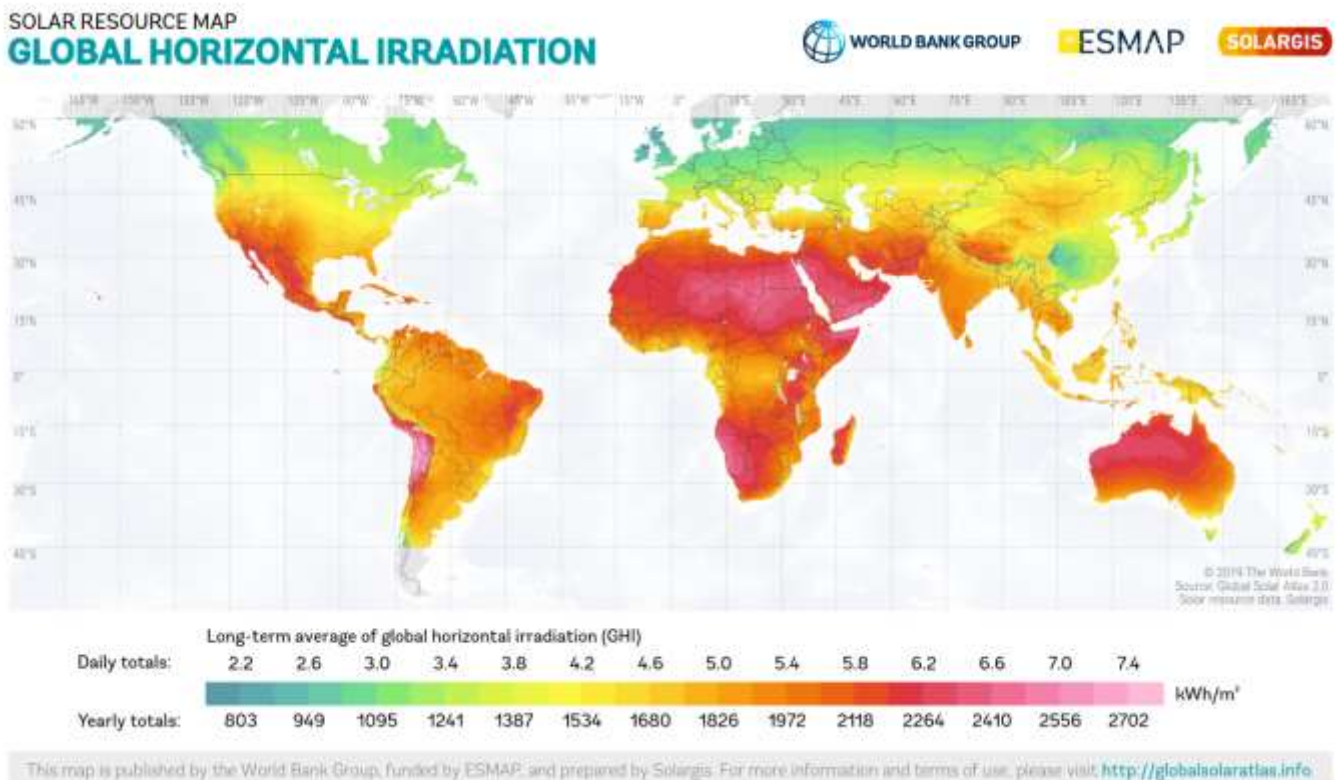


Fig.2.11 Harta globală a radiațiilor orizontale globale

Din punct de vedere al potențialului solar fig.2.12 România se află situată într-o zonă propice încadrându-se în zona mediană 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 . 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.

Bucureștiul zona de interes a proiectului are o radiație medie de 1400 kWh/m².

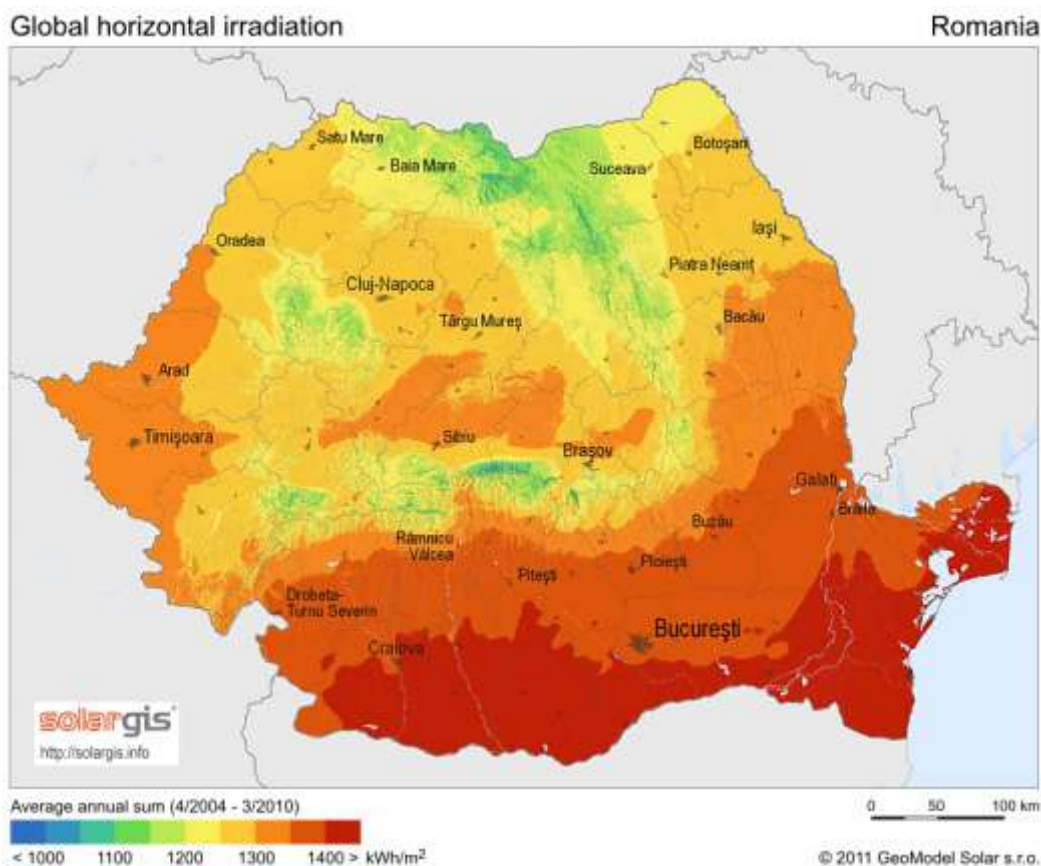


Fig.2.12.Harta României privind Potențialul Solar

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile sub forma unei instalarea de panouri fotovoltaice din care rezultă o putere instalată de 140 kWp se urmărește creșterea gradului de independență energetică a consumatorului și de asemenea o realizarea unei contribuții la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția brută de energie primară
- Producția totală de energie electrică de
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu .

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile:
- Energia electrică introdusă în SEN în proporție de

În vederea utilizării optime a spațiului disponibil trebuie stabilit cu exactitate spațiile în care modulele fotovoltaice sunt expuse la lumina soarelui și pot genera energie electrică în acest sens s-a realizat un studiu de umbrire astfel încât să se identifice zonele ce pot fi utilizate fără obstrucționarea soarelui.

Însorirea construcțiilor se analizează printr-un studiu specific care determină pe baza calculelor astronomice zonele umbrite și însorite ale construcțiilor perioada de însorire de-a lungul zilei în diverse anotimpuri precum și umbrele purtate ale construcțiilor învecinate.

Iluminatul natural este asigurat de lumina difuză ce provine de la bolta cerească influențată de următoarele: latitudine anotimp amplasarea clădirii față de punctele cardinale și radiația solară directă. Se vor analiza zilele semnificative pe parcursul anului: solstițiul de iarnă/vară respectiv echinocțiul.

Clădirile din vecinătatea imobilului se află la o distanță semnificativă astfel umbrele acestora nu împetează negativ viitoare centrală fotovoltaică cu toate acestea în incinta clădirii există vegetație care reprezintă un obstacol care generează umbre astfel în studiul de umbrire au fost luați în calcul copacii din proximitatea imobilului.

Studiu de însorire pentru Solstițiul de iarnă

Începutul iernii astronomice este marcat de un moment exact cel al solstițiului de iarnă. Acesta este dependent de mișcarea aparentă a Soarelui pe sfera cerească ce reprezintă în consecință mișcarea reală a Pământului în jurul Soarelui. La momentul solstițiului de iarnă Soarele se află în emisfera australă a sferei cerești la distanța unghiulară maximă de $23^{\circ}27'$ Sud față de Ecuator efectuând mișcarea diurnă în lungul cercului paralel cu Ecuatorul ceresc numit tropicul Capricornului. Acest fenomen explică inegalitatea zilelor și a nopților pentru latitudinile medii ale Pământului.

Începând cu data de 21 decembrie durata zilelor va crește continuu iar automat cea a nopților va scădea. Astfel data de 21 decembrie marchează ziua în care Soarele ocupă cea mai „joasă poziție” pe boata cerului și astfel în consecință și lungimea umbrelor va fi cea mai mare pe întreaga durată a anului.

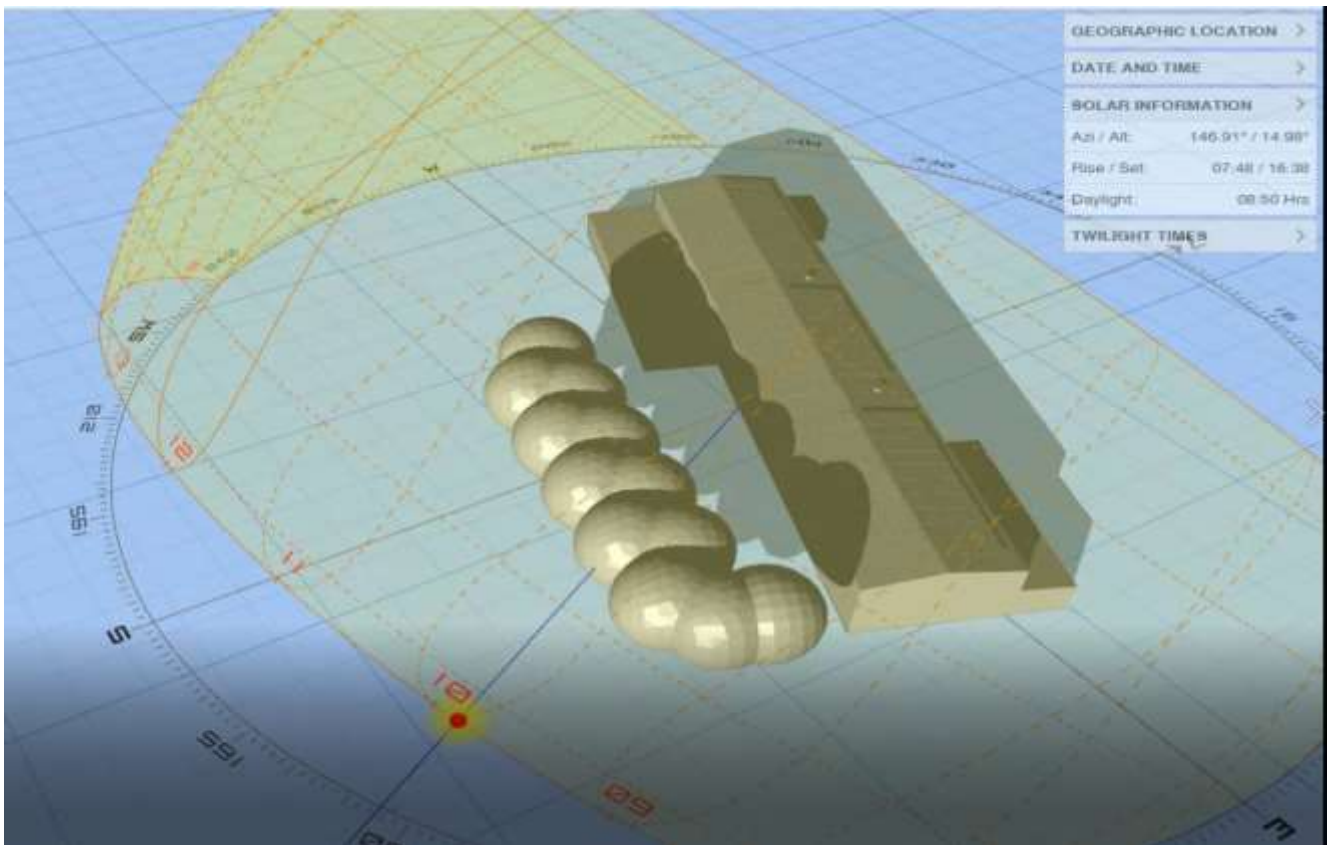


Fig 3.2 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de iarnă – ora 10

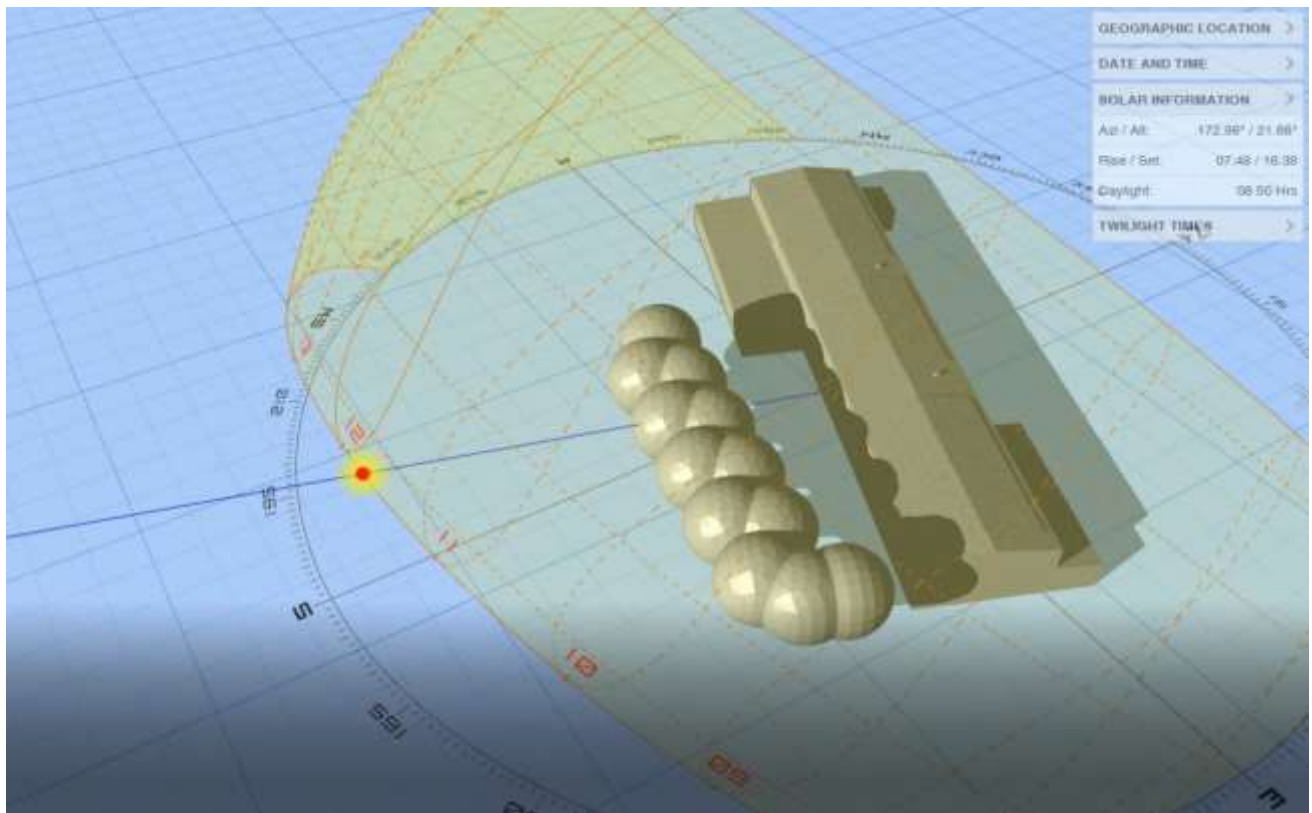


Fig 3.3– Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de iarnă – ora 10

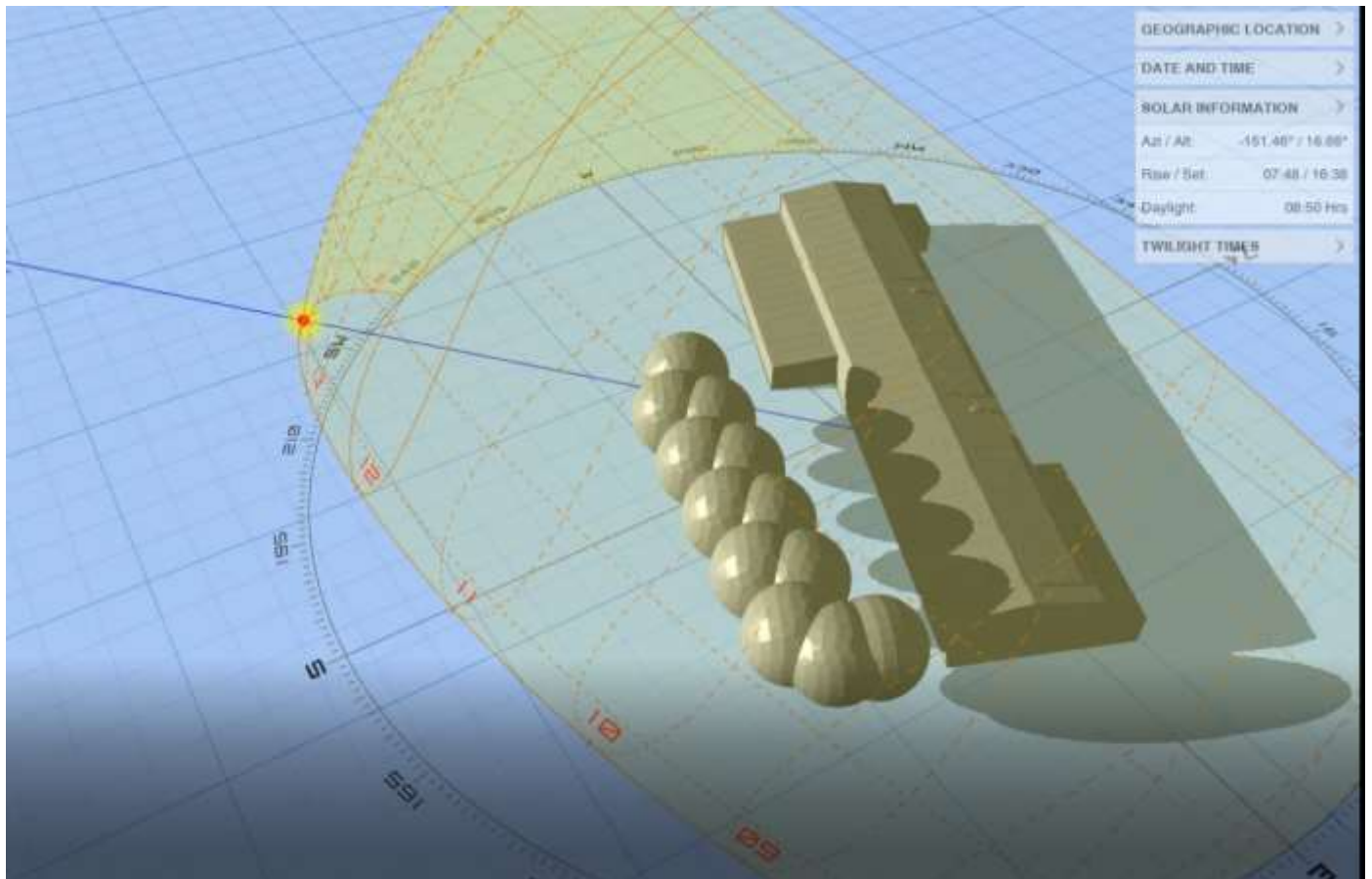


Fig 3.4 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de iarnă – ora 14

Din simularea rezultă următoarele:

- porțiunea de acoperiș orientată spre nord este însorită așadar poate fi utilizat;
- porțiunea de acoperiș orientată spre sud este umbrită parțial pe parcursul zilei;
- anexa clădirii este umbrită parțial.

Studiu de însorire pentru Echinocțiul de primăvară

Echinocțiul marchează începutul primăverii astronomice și reprezintă revenirea Soarelui în longitudinea astronomică a acestuia la valoarea de zero grade. La momentul echinocțiului de primăvară Soarele traversează Ecuatorul ceresc trecând din emisfera australă a sferei cerești în cea boreală. Când Soarele se află în acest punct numit punct vernal el descrie mișcarea diurnă în lungul Ecuatorului ceresc fenomen ce determină la data respectivă egalitatea duratei zilelor cu cea a nopților indiferent de latitudine.

Această dată marchează momentul când Soarele ocupă poziția „medie” pe cer astfel lungimea umbrelor este cea de mijloc pe întreaga durată a anului.

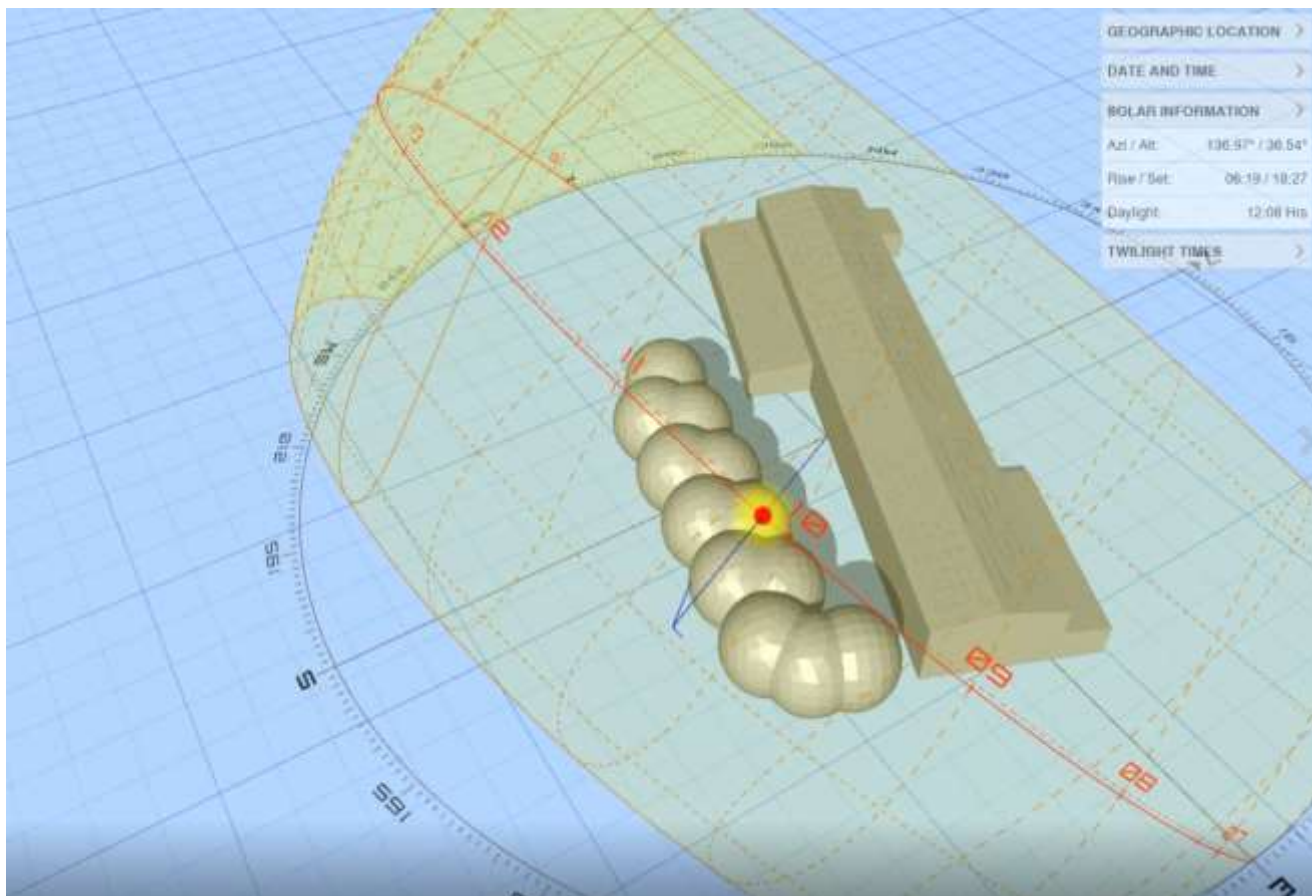


Fig 3.5 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Echinocțiului de primăvară – ora 10

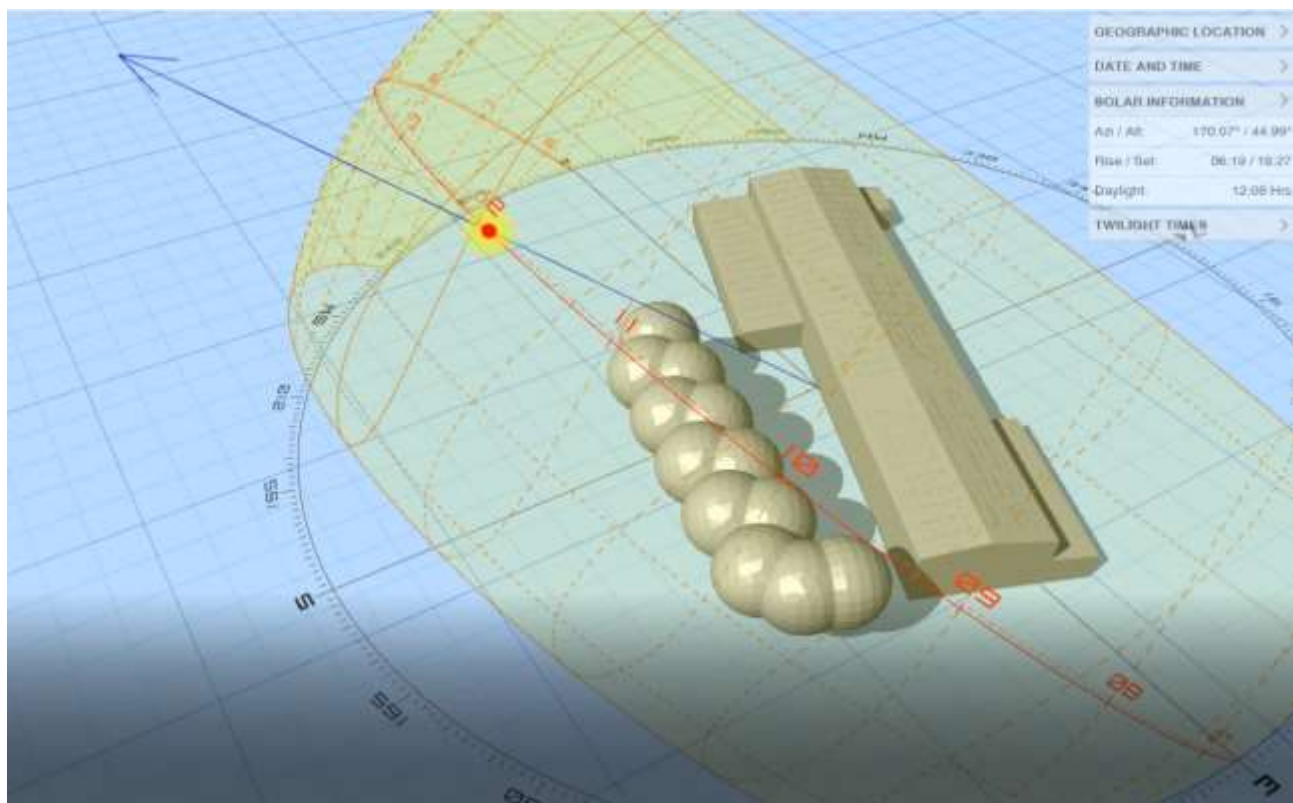


Fig 3.6 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Echinocțiului de primăvară – ora 12

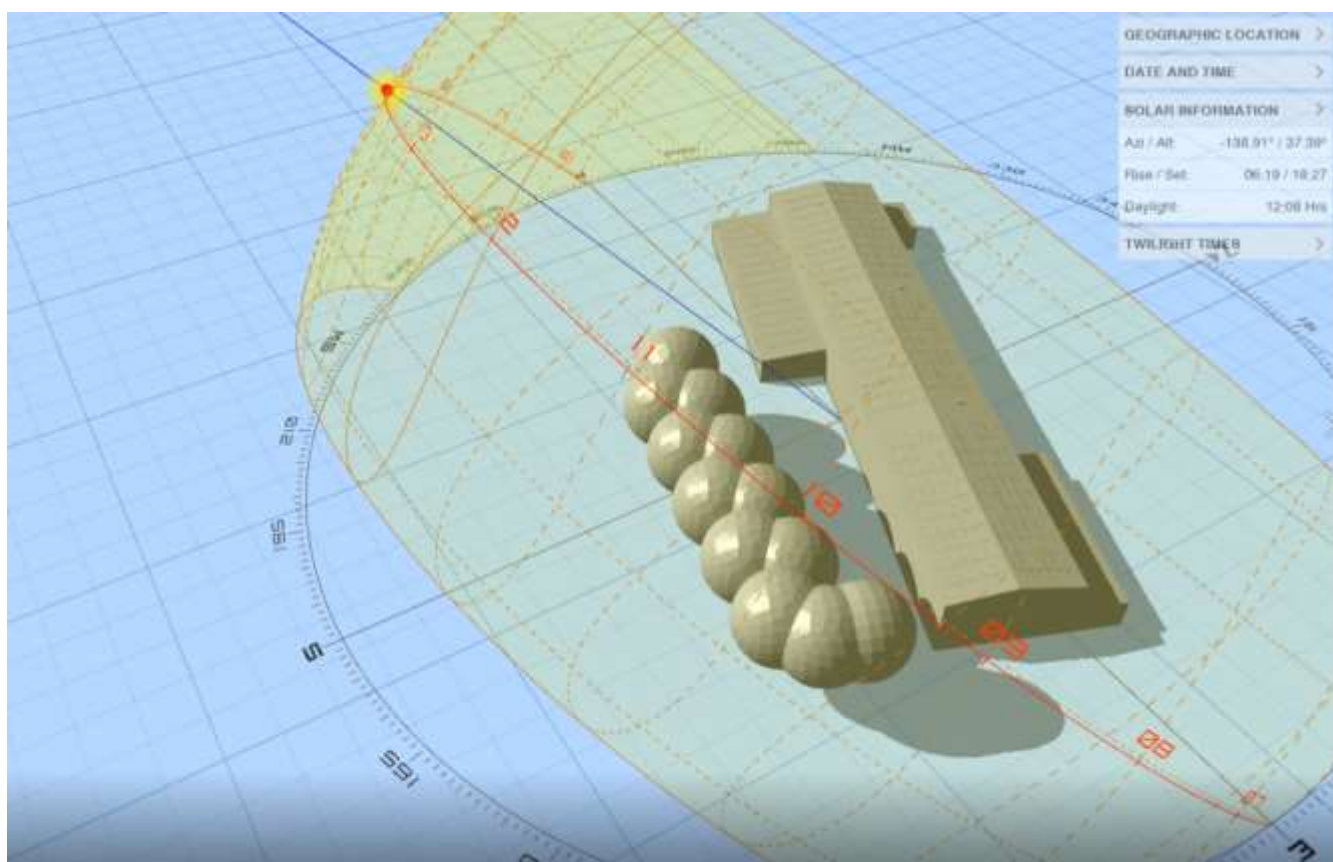


Fig 3.7 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Echinocțiului de primăvară – ora 14

Din simularea rezultă următoarele:

- porțiunea de acoperiș orientată spre nord este însorită;
- porțiunea de acoperiș orientată spre sud este corespunzător însorită;
- anexa clădirii este corespunzător însorită.

Studiu de însorire pentru Solstițiul de vară

La data de 21 iunie longitudinea astronomică a Soarelui este de 90° el intră în semnul zodiacal al Racului acesta este momentul ce marchează începutul verii astronomice. Pământul execută atât o mișcare anuală de revoluție în jurul Soarelui cât și o mișcare diurnă de rotație în jurul axei polilor terestrii. Axa polilor păstrează o poziție fixă în spațiu ea fiind înclinată pe planul orbitei Pământului cu $66^\circ 33'$. Datorită acestui fenomen cele două emisfere terestre sunt iluminate de Soare în mod inegal în decurs de un an fapt ce generează la latitudinile medii inegalitatea zilelor și a nopților precum și succesiunea anotimpurilor. La momentul solstițiului de vară Soarele se va afla deci la $23^\circ 27'$ distanță de unghiulară nord față de Ecuatorul ceresc el descriind mișcarea diurnă pe un cerc paralel cu Ecuatorul numit tropicul racului. După momentul solstițiului de vară durata zilei va începe să scadă iar a nopții să crească timp de 6 luni până la 21 decembrie momentul solstițiului de iarnă.

Această dată marchează momentul când Soarele ocupă poziția „cea mai înaltă” pe cer astfel lungimea umbrelor este cea mai scurtă.

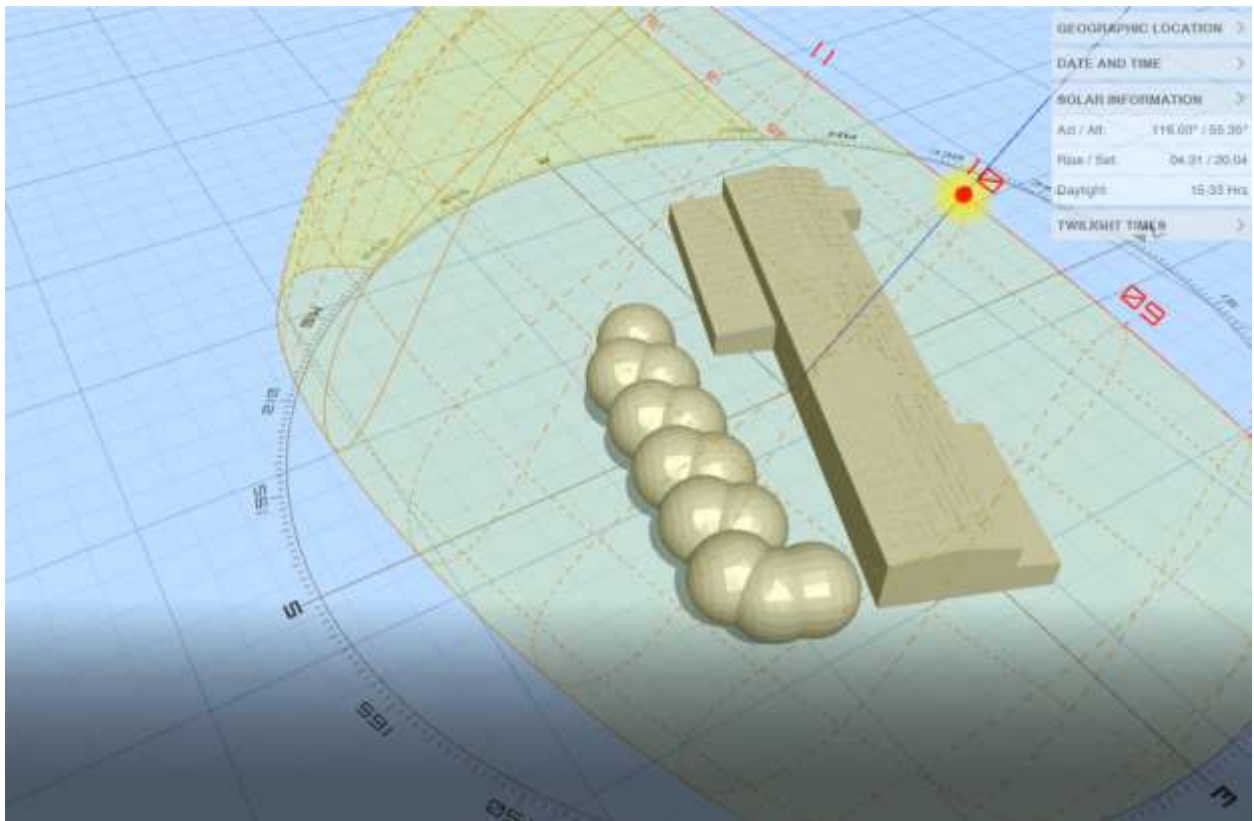


Fig 3.8 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de vară– ora 10

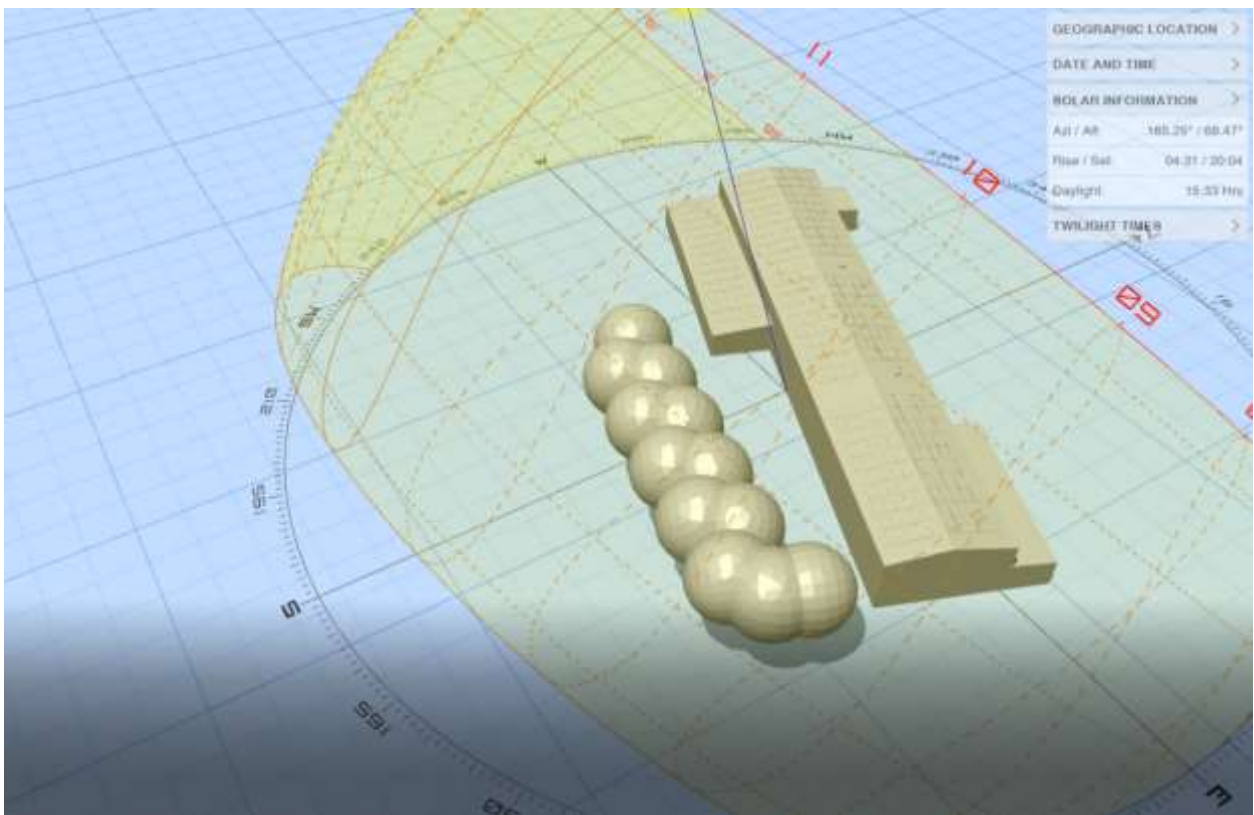


Fig. 3.9 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de vară– ora 12

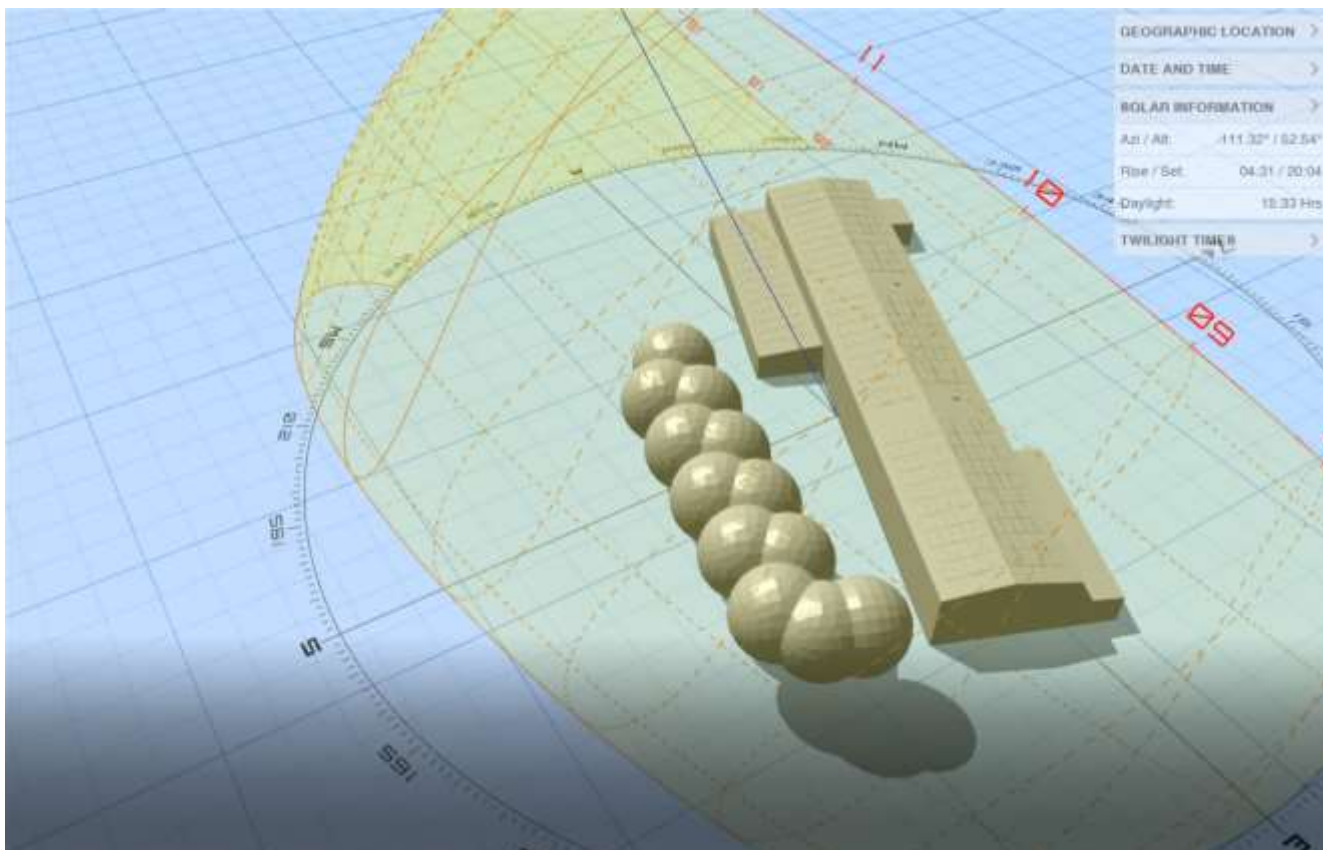


Fig. 3.10 – Gradul de umbrire al imobilului pe parcursul Solstițiului de vară– ora 14

Din simulare rezultă că pe parcursul anului anexa imobilului este umbrită parțial de vegetația învecinată astfel la întocmirea planului de amplasament al centralei fotovoltaice pe zona umbrită nu se vor monta module fotovoltaice. De asemenea din simulare rezultă că fațada de nord a clădirii nu este umbrită pe parcursul anului cumulat cu faptul că imobilul are un azimut de 22° și fațada nordică este expusă semnificativ la lumina soarelui așadar pentru maximizarea spațiului se vor monta panouri pe totalitatea acoperișului.

Conform literaturii de specialitate modulele fotovoltaice au un randament mai scăzut cu circa 10-30% mai scăzut decât panourile orientate perfect spre sud așadar pentru realizarea unor rezultate cât mai reale simularea de producție se va realiza în două etape prima în care s-a realizat calculul de putere pentru panourile pe spre sud respectiv cele dinspre nord după care s-au cumulat valorile.

Pentru utilizarea optima a terasei se va folosi întreg acoperișul.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotoelectrice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m^2 la o temperatură medie ambientală de 20°C . Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care pentru majoritatea panourilor fotoelectrice are o valoare de $-0.4\% / \text{grad Celsius}$.

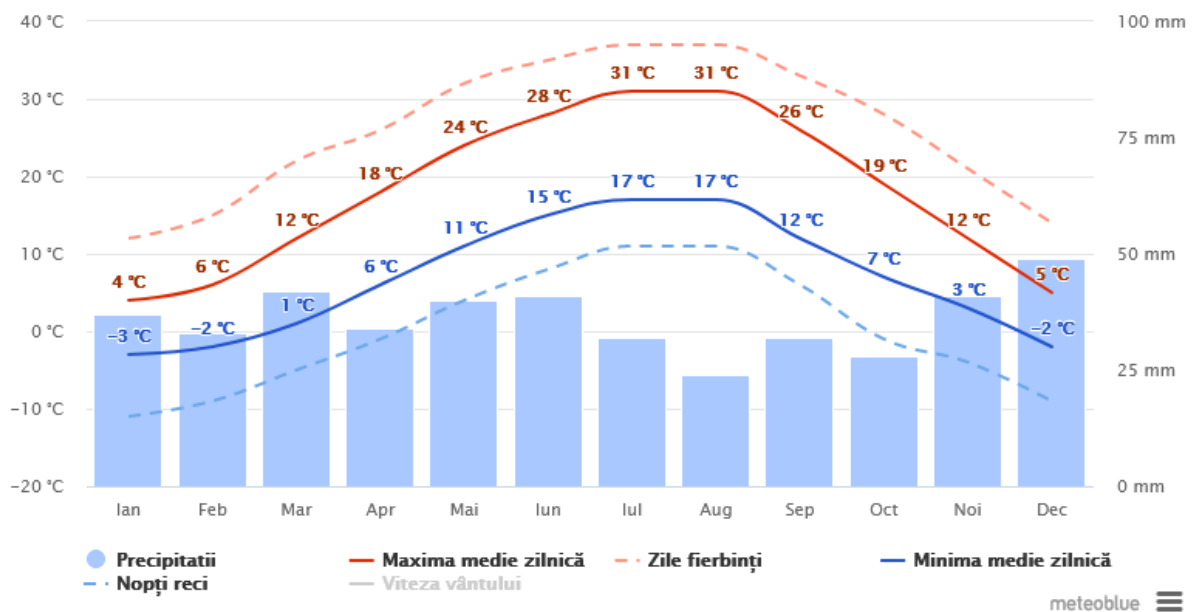


Fig. 3.11 – Temperatura și precipitațiile medii în București – sursă *meteoblue*

Din figura 3.11 rezultă că pe parcursul anului fluctuația temperaturii în București variază în minimumul de -11°C și maximumul de 37°C.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul Studiului se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH. Așa cum se poate observa în figurile de mai jos nivelul mediu al irradiației solare are valori

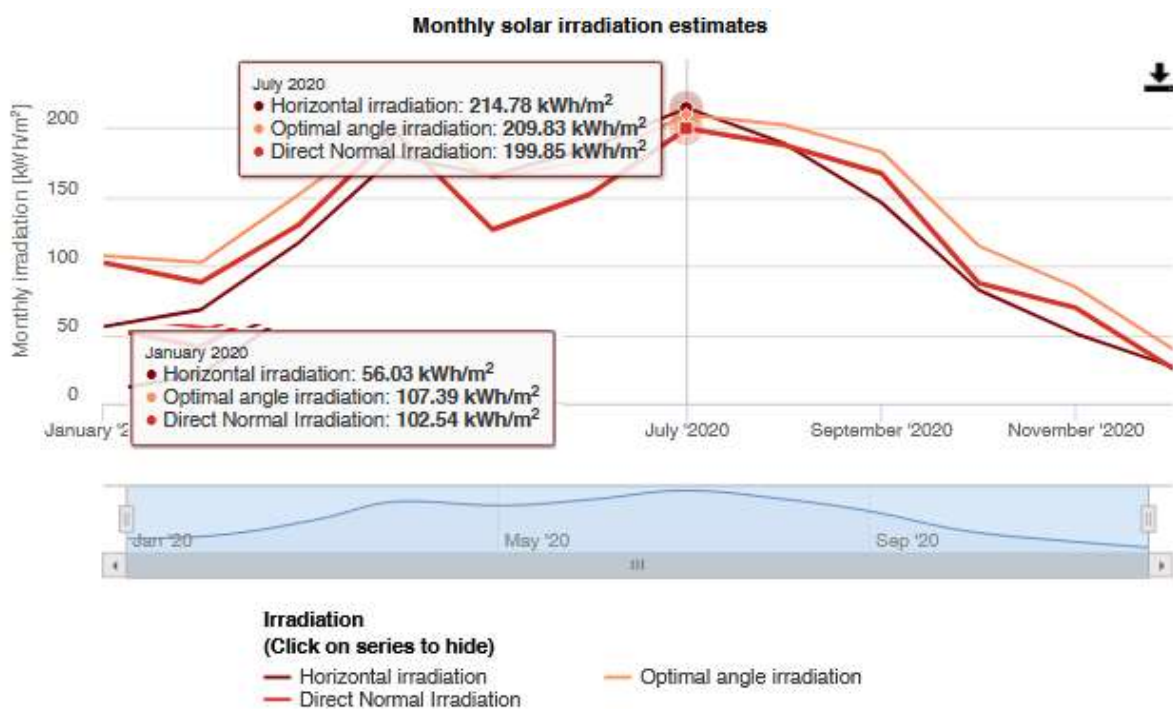


Fig. 3.12 – Iradianța medie lunară – Amplasament Morarilor nr.6

cuprinse între 56 03 kWh/m² în luna ianuarie (cu o valoare de vârf de 97 98 W/m² la ora 10:00 PM – a se vedea fig.3.13) și 214 78 kWh/m² în luna iulie (cu o valoare de vârf de 521 74 W/m² la ora 10:00 PM – a se vedea fig.3.14).

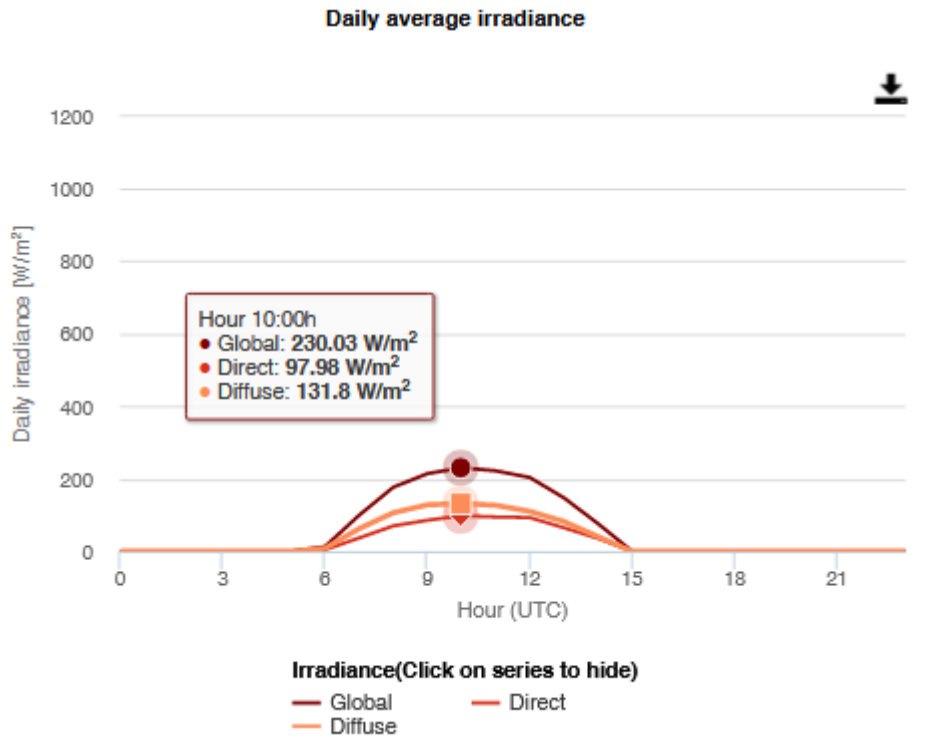


Fig. 3.13 -Iradianța medie zilnică – Iunie – Amplasament Morarilor nr.6

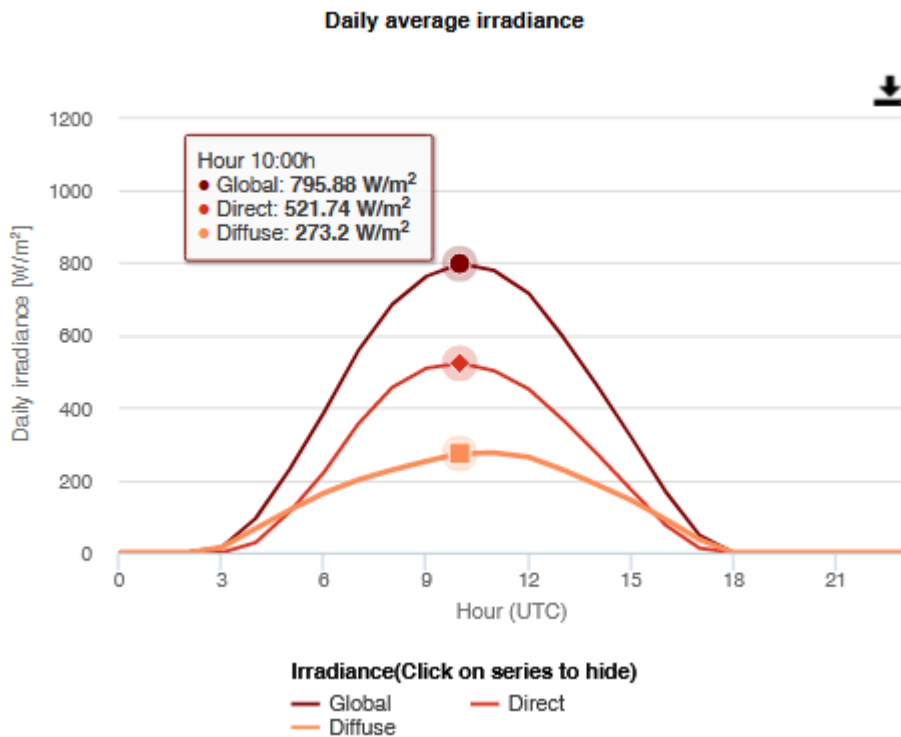


Fig. 3.14 -Iradianța medie zilnică – Iulie – Amplasament Morarilor nr.6

Întrucât eficiența tehnică și energetică a sistemelor PV dar și dimensionarea unor parametrii esențiali precum volumul string-urilor PV legate în invertoarele solare sunt puternic influențate de temperatura mediului ambiant a fost analizată fluctuațiile meteo din anul 2022 pentru București(a fost consultată baza de date publicată de Meteoblue). Din acestea a rezultat că în anul 2022 temperatura minimă înregistrată a fost de -5°C pe data de 13 ianurie respectiv cea mai mare 40°C în data de 24 iulie.

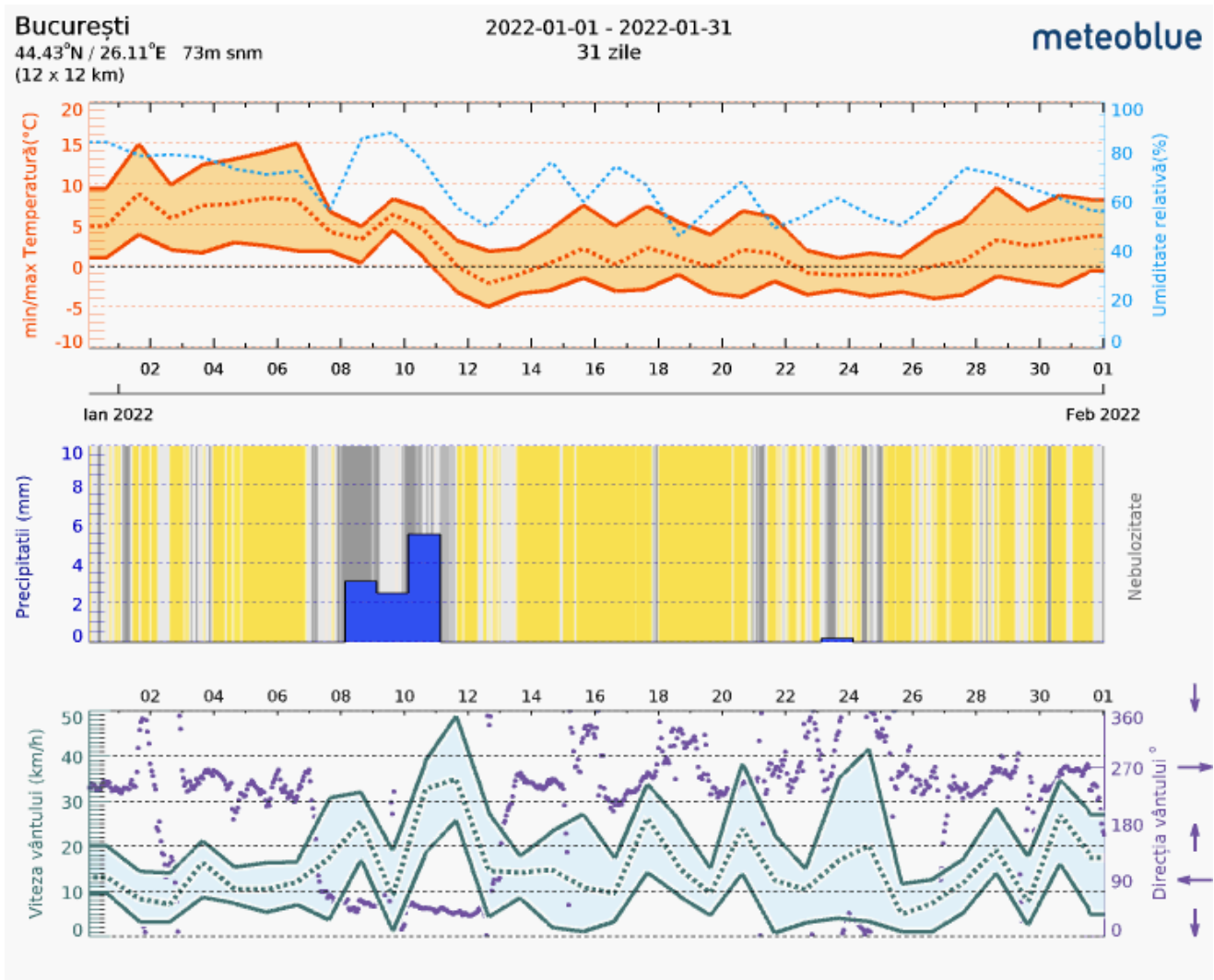


Fig. 3.15 -Arhivă meteo luna Ianuarie 2022 (temperatură precipitații viteza vântului)

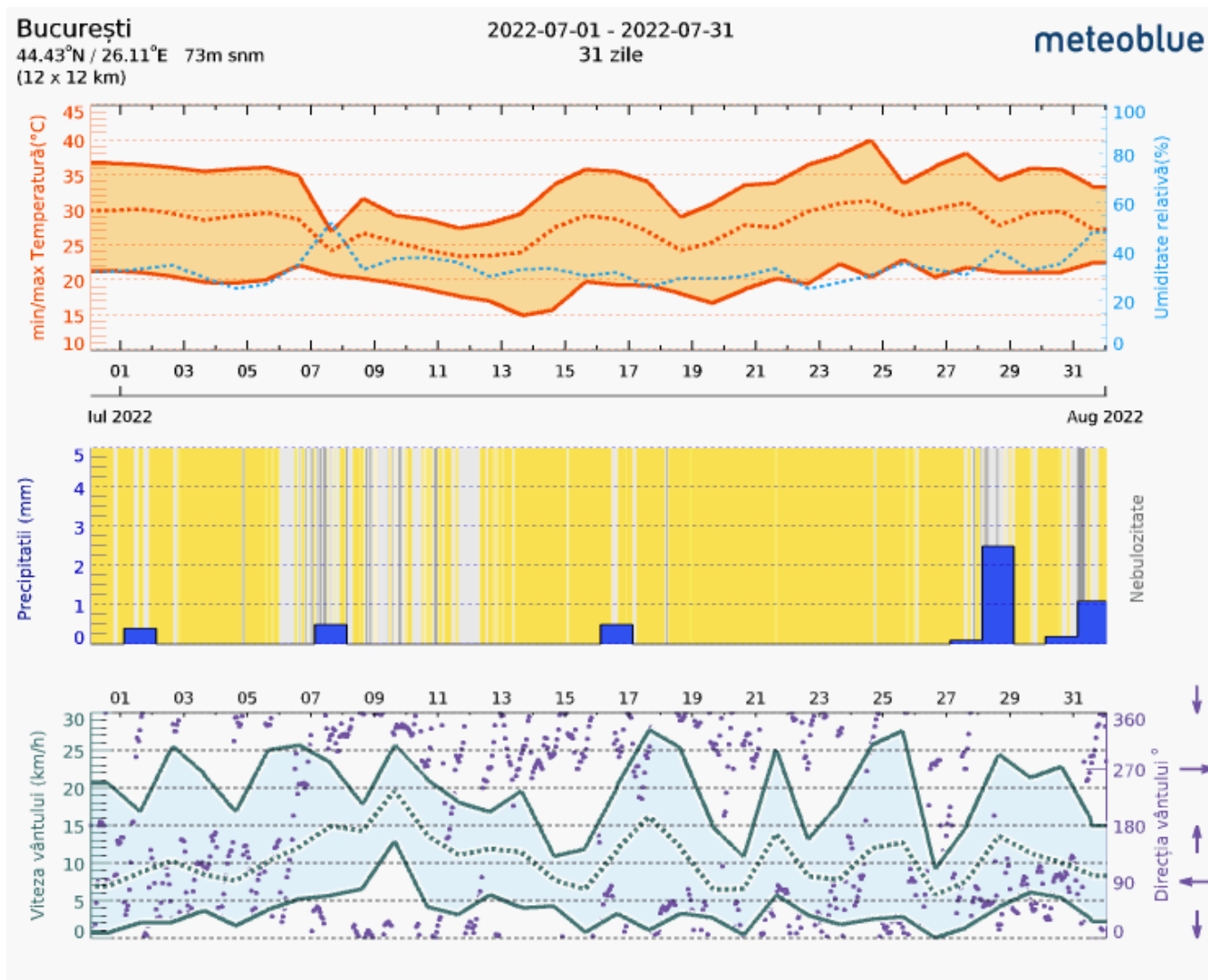


Fig. 3.16 -Arhivă meteo luna Iulie 2022 (temperatură precipitații viteza vântului)

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic constructiv funcțional-architectural și tehnologic:

Scenariu I – Sistem de panouri fotovoltaice – 140 kWp cu module fotovoltaice de 450Wp

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 312 module PV fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 (6x24) de celule (Monocristaline) cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35mm și o greutate de 23 5 kg. Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 450 Wp cu un randament nominal de 20 7% . Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor detalia în tabelul 3.3.

Tabelul 0.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144[2x(12x6)]	-
Dimensiuni	2094 x 1038 x 35	mm
Greutate	23 5	kg
Putere nominală (P_{max})	450	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41 5	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	10 78	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49 1	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	11 53	A
Eficiență modul	20 7	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Rezistența la foc	C	-
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 70 kWp (2 bucăți) cu un randament minim de 98 7% STC conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta sintetic în Tabel 3.2.

Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 70 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	70	kW
Putere nominală aparentă (AC)	72	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	500	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	75 1	A
Intensitatea maximă a curentului electric	83 2	A
Reglajul factorului de putere	0 8	-
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	1075 x 555 x 300	mm
Greutate	71	kg
Temperaturi de exploatare	-25 - 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3 5	W

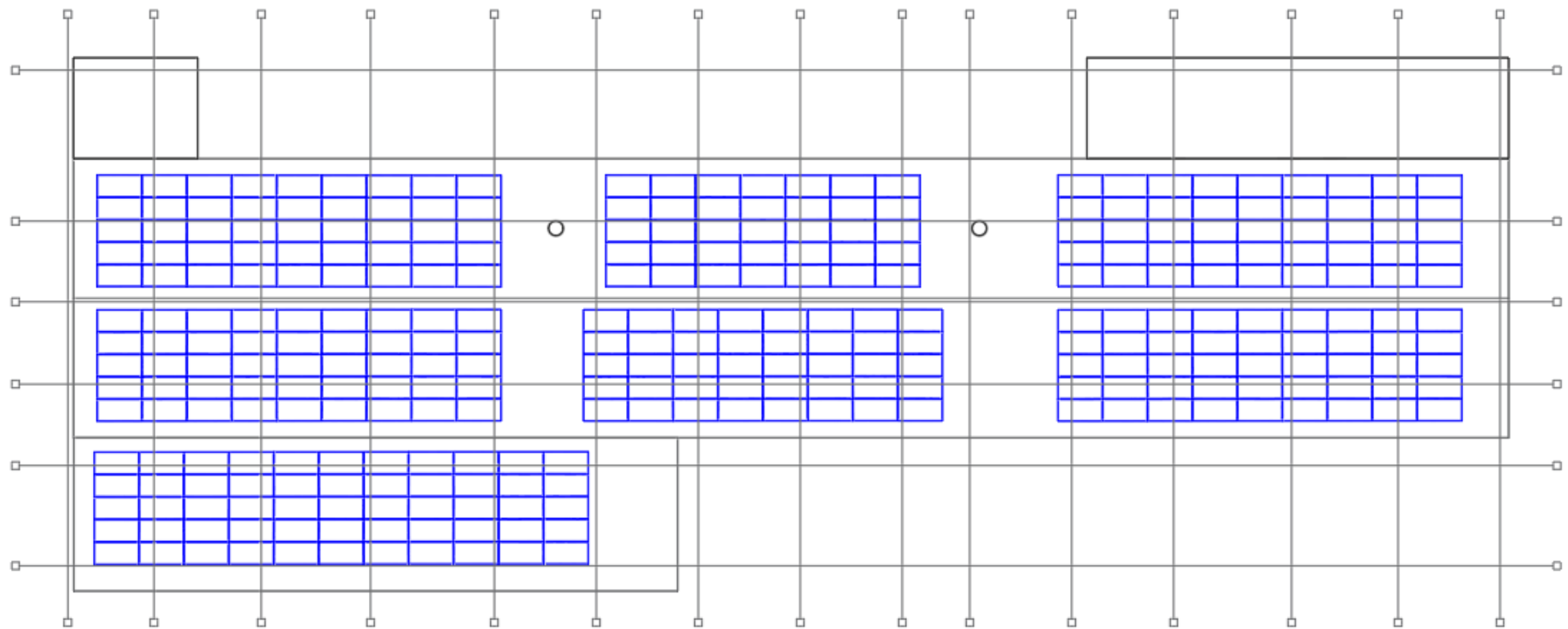


Fig. 3.17 – Plan amplasament CEF 140 kWp – Scenariu 1 cu Module PV de 450W



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.437,26.167
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 54 kWp
 System loss: 8 %

Simulation outputs

Slope angle: 9 °
 Azimuth angle: 22 °
 Yearly PV energy production: 67531.41 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1508.41 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2737.02 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.3 %
 Spectral effects: 0.93 %
 Temperature and low irradiance: -7.67 %
 Total loss: -17.09 %

Outline of horizon at chosen location:

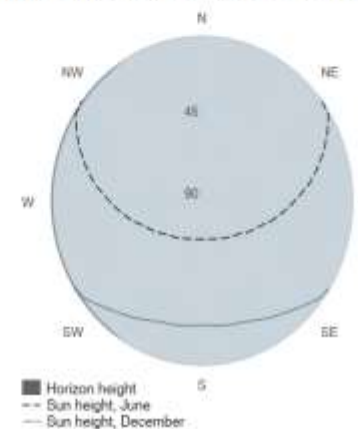
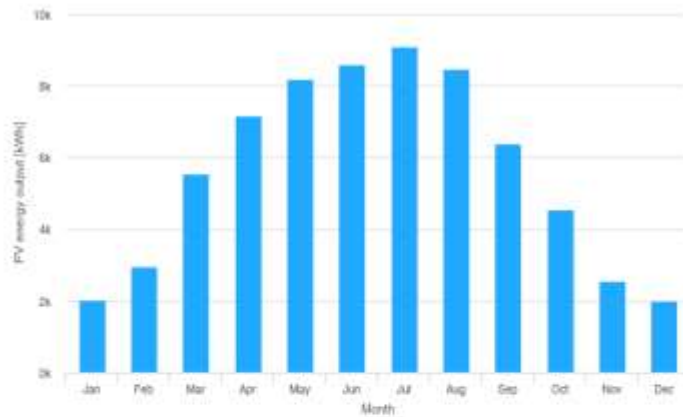
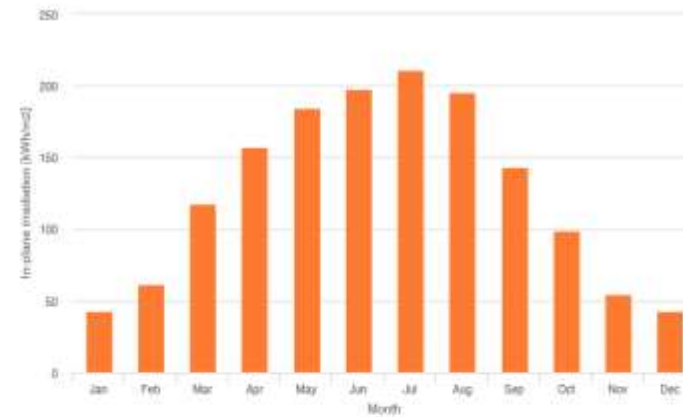


Fig. 3.18 – Rezultate simulare PVGIS fațada nord ½ CEF 140 kWp – Scenariu 1 cu Module PV de 450W

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

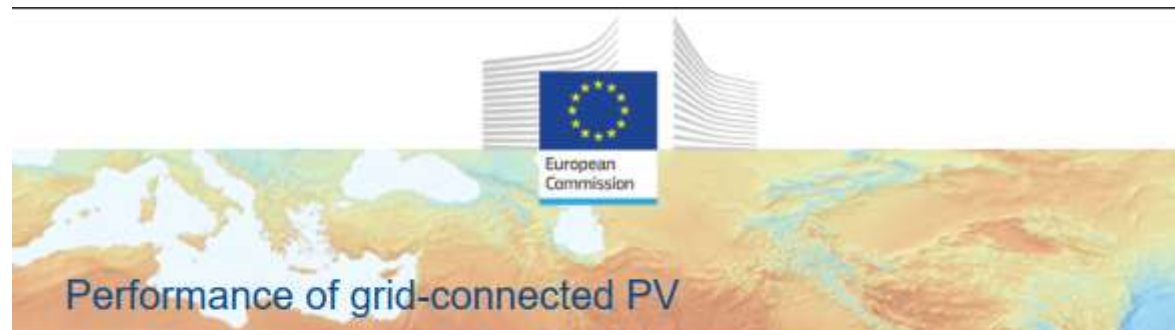
Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2024.1	42.8	621.4
February	2974.1	61.9	688.4
March	5553.7	117.4	677.6
April	7175.9	157.2	790.4
May	8177.9	184.3	590.4
June	8613.0	197.9	480.1
July	9084.4	210.9	660.7
August	8468.7	195.8	391.7
September	6382.3	143.4	525.7
October	4538.6	98.9	670.0
November	2539.8	54.8	412.2
December	1998.9	43.1	527.6

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

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

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

Fig. 3.19 – Rezultate simulare PVGIS fațada nord 2/2 CEF 140 kWp – Scenariu 1 cu Module PV de 450W



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.437,26.167
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 85.5 kWp
 System loss: 8 %

Simulation outputs

Slope angle: 9 °
 Azimuth angle: 22 °
 Yearly PV energy production: 106924.74 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1508.41 kWh/m²
 Year-to-year variability: 4333.62 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.3 %
 Spectral effects: 0.93 %
 Temperature and low irradiance: -7.67 %
 Total loss: -17.09 %

Outline of horizon at chosen location:

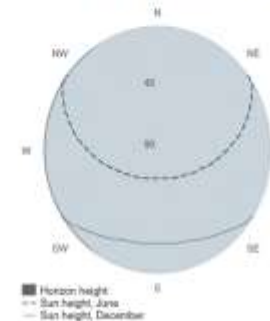
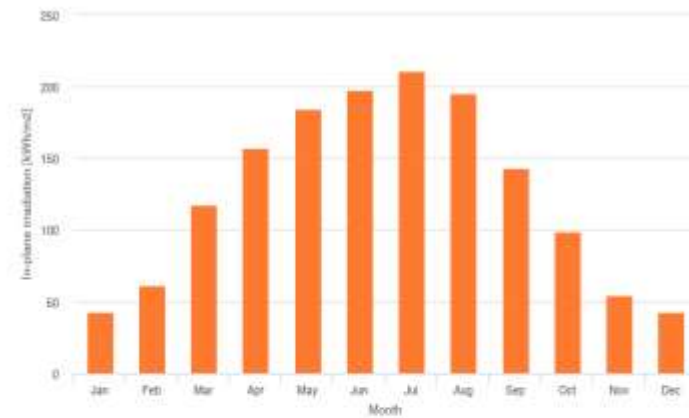


Fig. 3.20 – Rezultate simulare PVGIS fațada sud ½ CEF 140 kWp – Scenariu 1 cu Module PV de 450W

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	3204.9	42.8	983.8
February	4709.0	61.9	1090.0
March	8793.4	117.4	1073.0
April	11361.9	157.2	1251.4
May	12948.3	219.7	934.8
June	13637.2	297.9	760.1
July	14383.7	421.0	1046.1
August	13408.7	519.8	620.3
September	10105.3	620.3	832.3
October	7186.1	98.9	1060.8
November	4021.3	54.8	652.7
December	3164.9	43.1	835.4

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

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

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

Fig. 3.21 – Rezultate simulare PVGIS fațada sud 2/2 CEF 140 kWp – Scenariu 1 cu Module PV de 450W

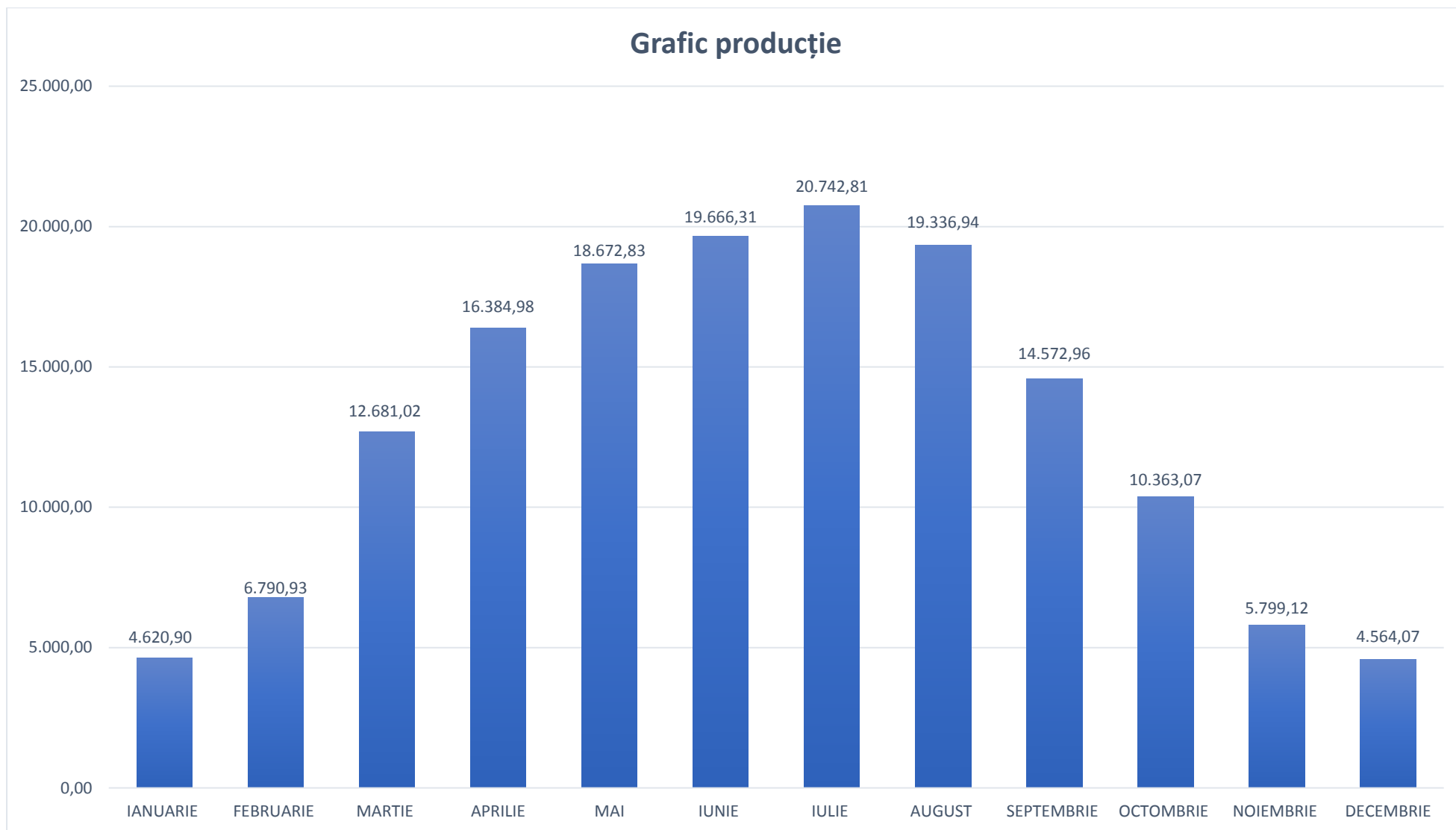


Fig.3.22 - Grafic producție anuală – Scenariu 1 cu Module PV de 450W

Tabelul 3.3 – Bilanț energetic – Scenariu 1 cu Module PV de 450W

		CONSUMUL DE ENRGIE ELECTRICĂ DIN ANUL PRECEDENT - kWh												
		IAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAI	IUN.	IUL.	AUG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
		8936	7928	8972	9416	12280	13032	13704	14136	12280	9416	7928	8176	126 204
PRODUȚIE ENERGIE - kWh														
Putere instalată kWp	MODULE PV 450 W	IAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAI	IUN.	IUL.	AUG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
140kWp	190	3204	4709	8793	11362	12948	13637	14384	13409	10105	7186	4021	3165	154 196
	120	1417	2082	3888	5023	5725	6029	6359	5928	4468	3177	1778	1399	

Așa cum s-a detaliat la capitolul 3.1 pentru estimarea cât mai precisă a producției de energie s-au rulat două simulări pentru fiecare porțiune a acoperișului (figurile 3.18 3.19 3.20 3.21) după care s-a folosit un factor de corecție de 0.7 pentru valorile corespunzătoare tronsonului nordic al acoperișului cu care s-a fig. 3.22. respectiv tabelul 3.3.

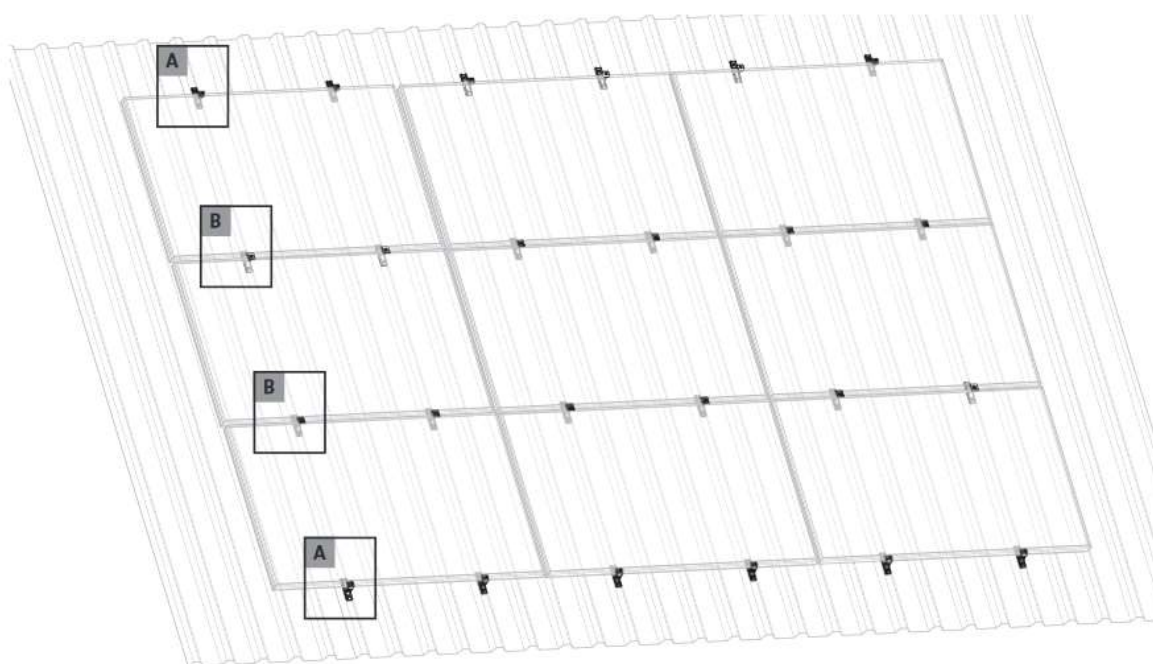
În urma simulării a rezultat o producție totală de **152 196 kWh/an** cu care se acoperă necesarul de consum.

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice care respectă azimutul și structura acoperișului pe care va fi amplasată precum și cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt zăpadă chiciură.

Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355 zincate fiind formată din stâlpi grinzi pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lasă un rost de 20mm între panouri unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m) pentru a permite o funcționare



optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Fig.3.23 - Exemplu sistem de prindere

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă) distribuirea acestora către grinzi și stâlpi iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Livrarea materialelor la șantier se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a sistemului fotovoltaic prin legătura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 4/6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de aluminiu armate care se vor poza în canale de cabluri.

Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet STP.

Pentru a asigura protecția împotriva șocurilor electrice instalația fotovoltaică se va lega la priza de pământ cu platbanda Ol-Zn 25x4 mm. Se vor lega la pământ toate părțile metalice ale instalațiilor electrice interioare/exterioare care nu fac parte din circuitul curenților de lucru și care accidental ar putea fi puse sub tensiune (paturi de cablu cutii de joncțiune etc).

Toate modulele PV se vor lega la platbanda de împământare prin intermediul conductoarelor solare de 4mm² cu izolație galben-verde și a unui ansamblu de prindere format din șurub piuliță șaibă și papuci de prindere pe conductor.

Soluția tehnică se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Scenariul II – Sistem de panouri fotovoltaice – 140 kWp cu module fotovoltaice de 400Wp

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 350 module PV fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 (6x22) de celule (Monocristaline) cu o dimensiune medie de 1924 x 1038 x 35 mm și o greutate de 22 kg. Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 400 Wp cu un randament nominal de 20,8%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor detalia în tabelul 3.4.

Tabelul 0.4 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 400 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132[2x(11x6)]	-
Dimensiuni	1924 x 1038 x 35	mm
Greutate	20	kg
Putere nominală (P_{max})	400	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	37,6	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	10,64	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	44,8	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	11,42	A
Eficiență modul	20,8	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Rezistența la foc	C	-
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kWp (1 bucată) cu un randament minim de 98,5% STC conform cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta sintetic în Tabel 3.4.

Tabelul 3.5 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144,4	A
Intensitatea maximă a curentului electric	160,4	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3,5	W

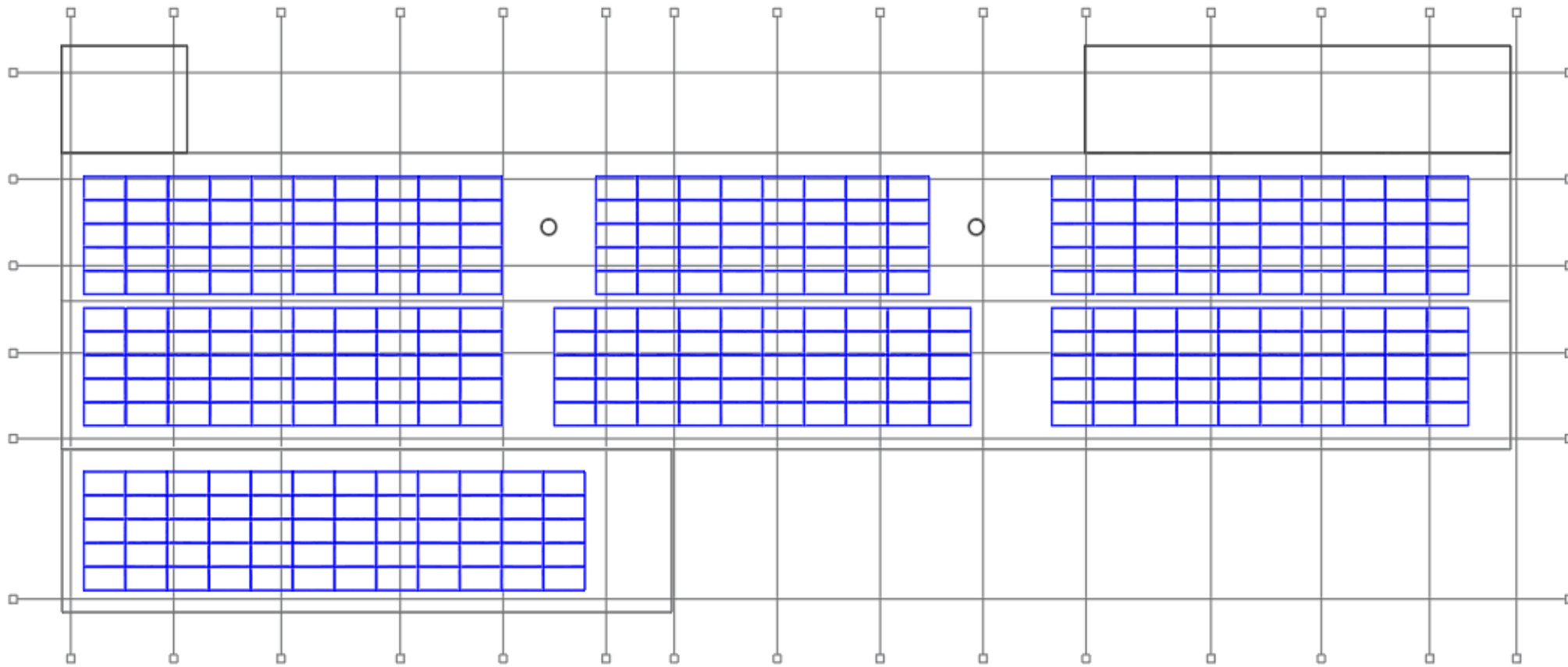


Fig. 3.24 – Plan amplasament CEF 140 kWp – Scenariu 2 cu Module PV de 400W



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.438,26.167
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 56 kWp
 System loss: 8 %

Simulation outputs

Slope angle: 9 °
 Azimuth angle: 22 °
 Yearly PV energy production: 70032.79 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1508.42 kWh/m²
 Year-to-year variability: 2838.40 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.3 %
 Spectral effects: 0.93 %
 Temperature and low irradiance: -7.67 %
 Total loss: -17.09 %

Outline of horizon at chosen location:

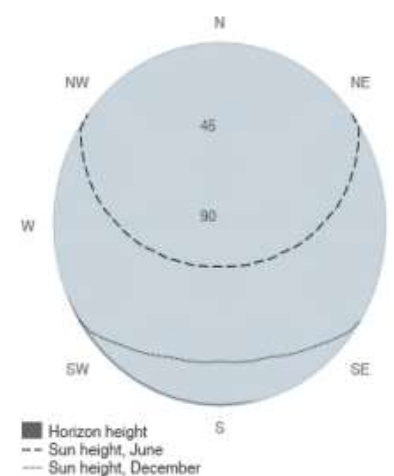
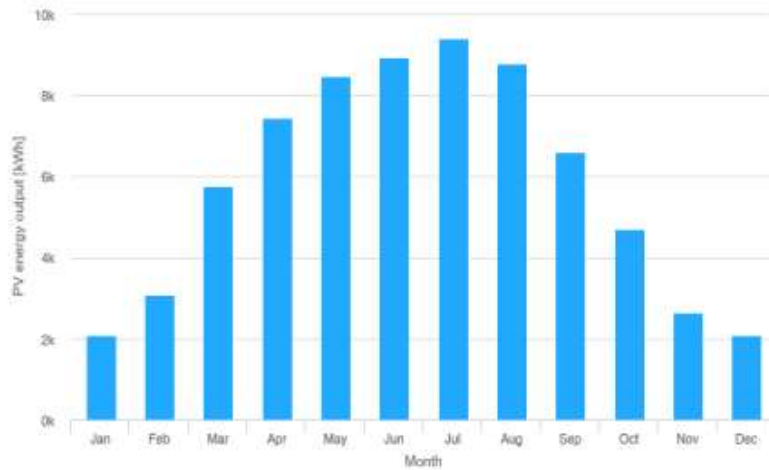


Fig. 3.25 – Rezultate simulare PVGIS fațada nord ½ CEF 140 kWp – Scenariu 2 cu Module PV de 400W

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2099.1	42.8	644.4
February	3084.3	61.9	713.9
March	5759.4	117.4	702.8
April	7441.7	157.2	819.6
May	8480.8	184.3	612.3
June	8932.0	197.9	497.9
July	9420.9	210.9	685.2
August	8782.4	195.8	406.3
September	6618.7	143.4	545.1
October	4706.7	98.9	694.8
November	2633.8	54.8	427.5
December	2072.9	43.1	547.1

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

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

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

Fig. 3.26 – Rezultate simulare PVGIS fațada nord 2/2 CEF 140 kWp – Scenariu 2 cu Module PV de 400W



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.438,26.167
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 84 kWp
 System loss: 8 %

Simulation outputs

Slope angle: 9 °
 Azimuth angle: 22 °
 Yearly PV energy production: 105049.19 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1508.42 kWh/m²
 Year-to-year variability: 4257.59 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.3 %
 Spectral effects: 0.93 %
 Temperature and low irradiance: -7.67 %
 Total loss: -17.09 %

Outline of horizon at chosen location:

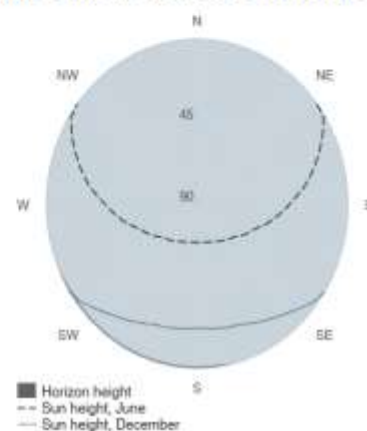
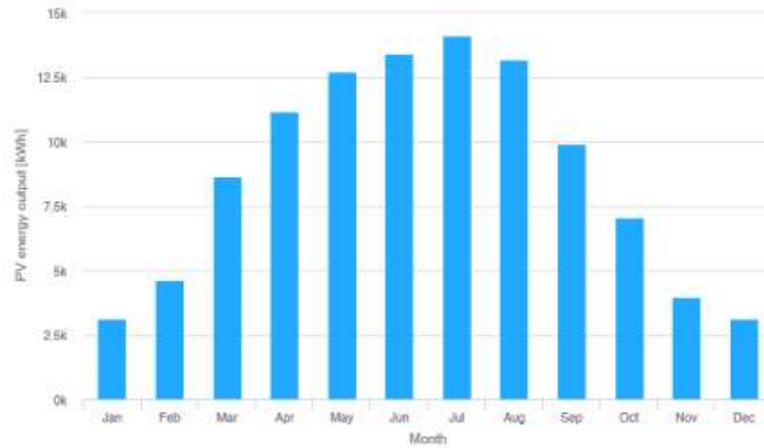
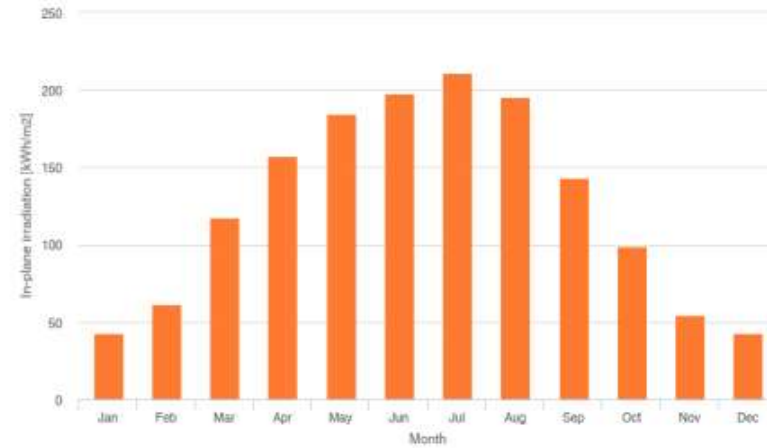


Fig. 3.27 – Rezultate simulare PVGIS fațada sud ½ CEF 140 kWp – Scenariu 2 cu Module PV de 400W

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	3148.7	42.8	966.6
February	4626.4	61.9	1070.9
March	8639.2	117.4	1054.1
April	11162.5	157.2	1229.5
May	12721.2	218.4	918.4
June	13398.0	284.3	746.8
July	14131.4	319.9	1027.8
August	13173.5	284.3	609.4
September	9928.1	184.3	817.7
October	7060.0	98.9	1042.2
November	3950.8	54.8	641.3
December	3109.4	43.1	820.7

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

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

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

Fig. 3.28 – Rezultate simulare PVGIS fațada sud 2/2 CEF 140 kWp – Scenariu 2 cu Module PV de 400W

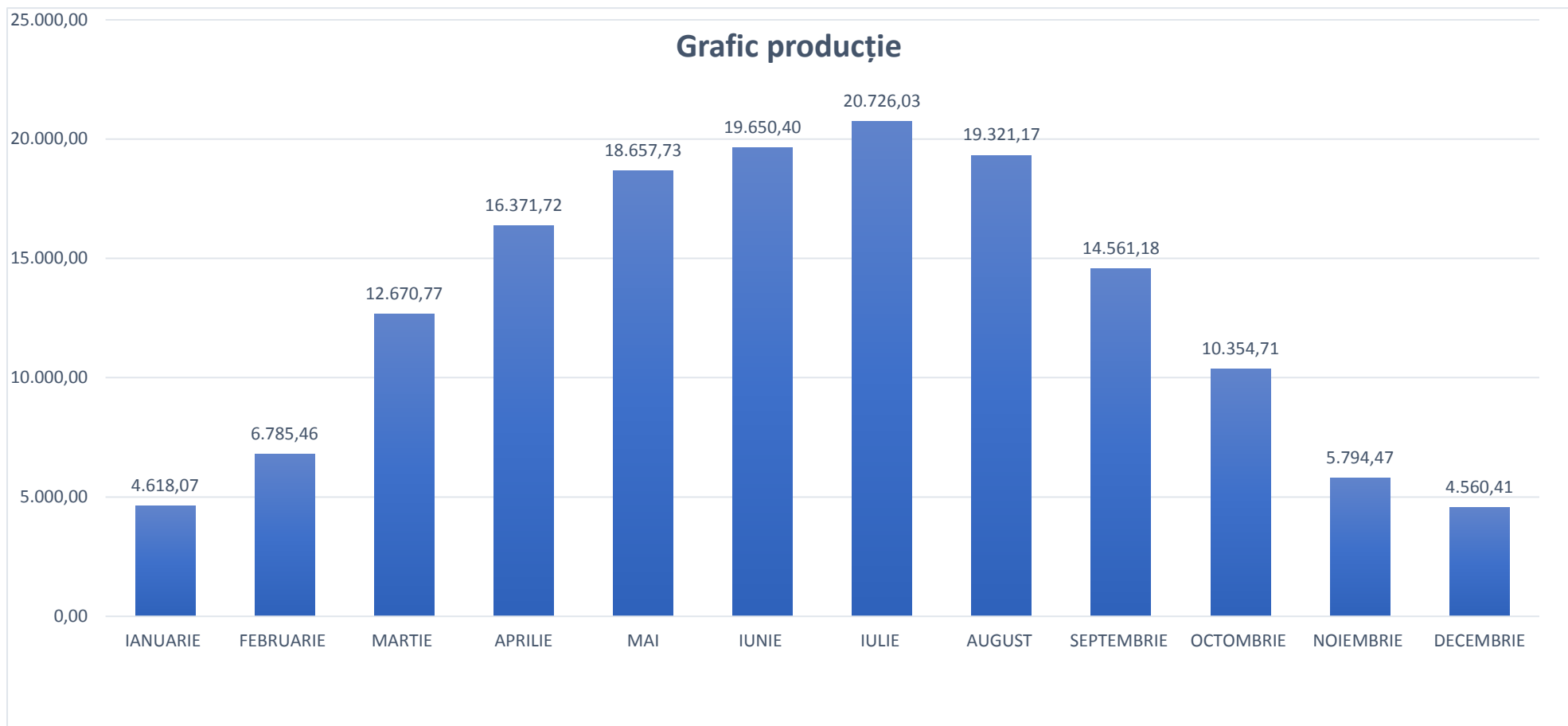


Fig.3.29 - Grafic producție anuală Scenariu 2 cu Module PV de 400W

Tabelul 3.6 – Bilanț energetic Scenariu 2 cu Module PV de 400W

		CONSUMUL DE ENRGIE ELECTRICĂ DIN ANUL PRECEDENT - kWh												
		IAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAI	IUN.	IUL.	AUG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
		8936	7928	8972	9416	12280	13032	13704	14136	12280	9416	7928	8176	126 204
PRODUCȚIE ENERGIE - kWh														
Putere instalată kWp	MODULE PV 400 W	IAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAI	IUN.	IUL.	AUG.	SEPT.	OCT.	NOV.	DEC.	TOTAL
140kWp	210	3149	4626	8639	11163	12721	13398	14131	13174	9928	7060	3951	3109	154 072
	140	1469	2159	4032	5209	5937	6252	6595	6148	4633	3295	1844	1451	

Așa cum s-a detaliat la capitolul 3.1 pentru estimarea cât mai precisă a producției de energie s-au rulat două simulări pentru fiecare porțiune a acoperișului (figurile 3.25 3.26 3.27 3.28) după care s-a folosit un factor de corecție de 0.7 pentru valorile corespunzătoare tronsonului nordic al acoperișului cu care s-a fig. 3.29. respectiv tabelul 3.6.

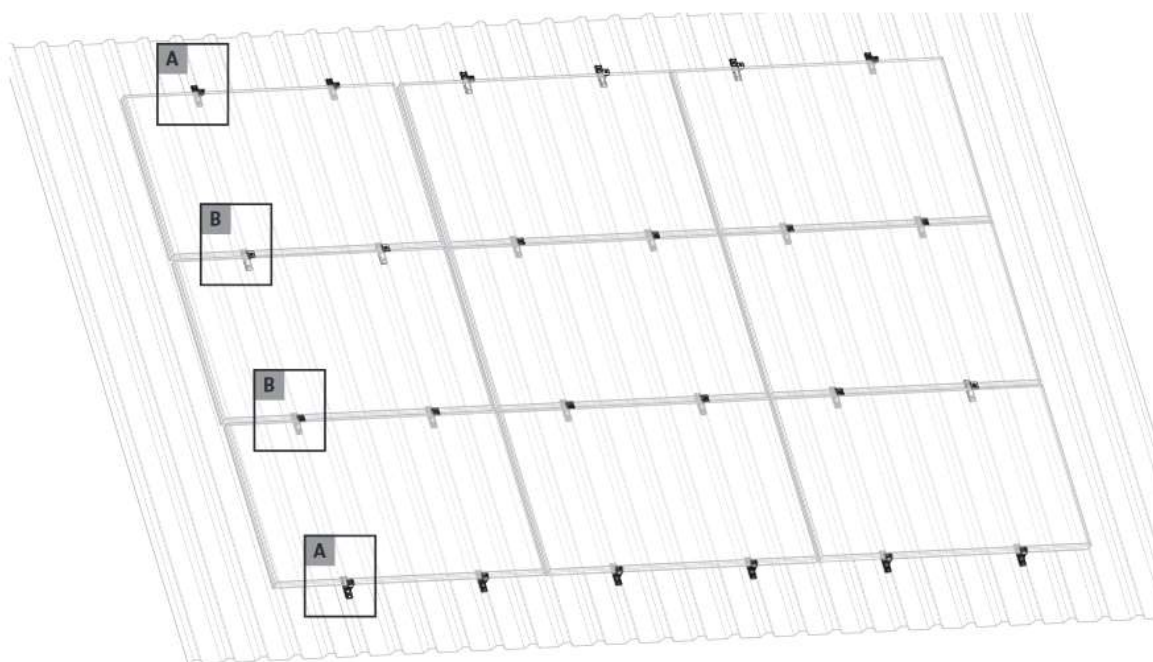
În urma simulării a rezultat o producție totală de 152 072 kWh/an cu care se acoperă necesarul de consum.

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice care respectă azimutul și structura acoperișului pe care va fi amplasată precum și cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt zăpadă chiciură.

Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355 zincate fiind formată din stâlpi grinzi pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzi formează cadre transversale iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lăsa un rost de 20mm între panouri unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m) pentru a permite o funcționare



optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Fig.3.29 - Exemplu sistem de prindere

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă) distribuirea acestora către grinzi și stâlpi iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Livrarea materialelor la șantier se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a sistemului fotovoltaic prin legătura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 4/6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de aluminiu armate care se vor poza în canale de cabluri.

Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet STP.

Pentru a asigura protecția împotriva șocurilor electrice instalația fotovoltaică se va lega la priza de pământ cu platbanda OI-Zn 25x4 mm. Se vor lega la pământ toate părțile metalice ale instalațiilor electrice interioare/exterioare care nu fac parte din circuitul curenților de lucru și care accidental ar putea fi puse sub tensiune (paturi de cablu cutii de joncțiune etc).

Toate modulele PV se vor lega la platbanda de împământare prin intermediul conductoarelor solare de 4mm² cu izolație galben-verde și a unui ansamblu de prindere format din șurub piuliță șaibă și papuci de prindere pe conductor.

Soluția tehnică se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

3.3. Costurile estimative ale investiției:

Devizele pe obiecte s-au întocmit în baza listelor de cantități ținând cont de informațiile privind ofertele pentru echipamente, utilaje și categoriile de lucrări de construcții și instalații.

Scenariu I – Sistem de panouri fotovoltaice – 140 kWp cu module fotovoltaice de 450Wp

Tabelul 3.7 – Deviz General Scenariu I – Module PV 450W

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cheltuieli -lei-		Total
		Baza	TVA	
1	Cheltuieli pentru amenajarea terenului			
1.1	Obținerea terenului			
1.1	Amenajarea terenului	0	0,00	0,00
1.2	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0	0,00	0,00
Total capitol 1		0	0	0
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0	0	0
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	2 500,00	475,00	2 975,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	58 300,00	11 077,00	69 377,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00

3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	50 000 ,00	9 500 ,00	59 500 ,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	500 ,00	95 ,00	595 ,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1 800 ,00	342 ,00	2 142 ,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	6 000 ,00	1 140 ,00	7 140 ,00
3.5.7	Analiza energetică/audit energetic	0 ,00	0 ,00	0 ,00
3.5.8	Proiectare tehnica post Trafo	0 ,00	0 ,00	0 ,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziții	3 500 ,00	665 ,00	4 165 ,00
3.7	Consultanță	7 205 ,99	1 369 ,14	8 575 ,13
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	7 205 ,99	1 369 ,14	8 575 ,13
3.7.2.	Auditul financiar	0 ,00	0 ,00	0 ,00
3.8	Asistență tehnică	11 500 ,00	2 299 ,00	14 399 ,00
3.8.1	, Asistență tehnică din partea proiectantului	4 500 ,00	855 ,00	5 355 ,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	600 ,00	114 ,00	714 ,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.	Dirigenție de șantier	7 000 ,00	1 330 ,00	8 330 ,00
3.9	Cheltuieli pentru consultanță în elaborarea de studii de piață/evalaure	0 ,00	0 ,00	0 ,00
3.10	Cheltuieli pentru consultanță în domeniul managementului execuției	0 ,00	0 ,00	0 ,00
Total capitol 3		83 006	15 885	99 491
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	231 598	44 004	275 601
4.2	Montaj utilaje echipamente tehnologice și funcționale	69 479	13 201	82 680

4.3	Utilaje echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	406 523	77 239	483 762
4.4	Utilaje echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	10 000	1 900	11 900
4.4.1	Echipamente specifice în scopul obținerii unei economii de energie sisteme care utilizează surse regenerabile/ alternative de energie	10000	1 900	11900
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	3 000 ,00	570	3 570
Total capitol 4		720 599	136 914	857 513
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	6 000 ,00	1 140 ,00	7 140 ,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5 000 ,00	950 ,00	5 950 ,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1 000 ,00	190 ,00	1 190 ,00
5.2	Comisioane cote taxe costul creditului	0	0	0
5.2.1.	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0 ,00	0 ,00	0 ,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	0	0 ,00	0 ,00
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	0	0 ,00	0 ,00
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0	0 ,00	0 ,00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri avize conforme și autorizația de construire/desființare	0 ,00	0 ,00	0 ,00
5.3	Cheltuielile diverse	31 608	6 005 ,46	37 613 ,13
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5 000	950 ,00	5 950 ,00
Total capitol 5		42 608	8 095	50 703
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	10 000	1 900	11 900
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2 000	380	2 380
6.2	Probe tehnologice și teste	3 000	570	3 570

Total capitol 6		15 000	2 850	17 850
7	Cheltuieli aferente managementului de proiect			
7.1	Cheltuieli salariale cu echipa de management proiect	-	-	-
7.2	Cheltuieli de deplasare pentru personal management proiect	-	-	-
7.3	Cheltuieli cu achiziția de active fixe corporale (altele decât terenuri imobile și mijloace de transport) obiecte de inventar materiale consumabile	-	-	-
7,4	cheltuieli cu servicii de management proiect	-	-	-
Total capitol 7		0	0	0
TOTAL GENERAL Lei		861 213	163 744	1 025 558

Tabelul 3.8 – Centralizator Deviz General Scenariu I – Module PV 450W

Nr crt	Valori	UM (lei)
1	Valoarea totală :	1 025 557,61
2	Valoarea TVA	163 744,49
3	Valoarea de baza	861 813,12

Scenariul II – Sistem de panouri fotovoltaice – 140 kWp cu module fotovoltaice de 400Wp

Tabelul 3.9 – Deviz General Scenariu II – Module PV 400W

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Cheltuieli -lei-		Total
		Baza	TVA	
1	Cheltuieli pentru amenajarea terenului			
1.1	Obținerea terenului			
1.1	Amenajarea terenului	0	0 00	0 00
1.2	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0	0 00	0 00
Total capitol 1		0	0	0
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0 00	0 00	0 00
Total capitol 2		0	0	0
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			

3.1	Studii	0 00	0 00	0 00
3.1.1	Studii de teren	0 00	0 00	0 00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0 00	0 00	0 00
3.1.3	Alte studii specifice	0 00	0 00	0 00
3.2	Documentații suport și cheltuieli pentru obținerea de avize/acorduri și autorizații	2 500,00	475,00	2 975,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	58 300,00	11 077,00	69 377,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	50 000,00	9 500,00	59 500,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	500,00	95,00	595,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1 800,00	342,00	2 142,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	6 000,00	1 140,00	7 140,00
3.5.7	Analiza energetică/audit energetic	0,00	0,00	0,00
3.5.8	Proiectare tehnică post Trafo	0,00	0,00	0,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziții	3 500,00	665,00	4 165,00
3.7	Consultanță	7 350,99	1 396,69	8 747,68
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	7 350,99	1 396,69	8 747,68
3.7.2.	Auditul financiar	0,00	0,00	0,00
3.8	Asistență tehnică	11 500,00	2 299,00	14 399,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	4 500,00	855,00	5 355,00

3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	600,00	114,00	714,00
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.	Dirigenție de șantier	7 000,00	1 330,00	8 330,00
3.9	Cheltuieli pentru consultanță în elaborarea de studii de piață/evalaure	0,00	0,00	0,00
3.10	Cheltuieli pentru consultanță în domeniul managementului execuției	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		83 151	15 913	99 664
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	236 598	44 954	281 551
4.2	Montaj utilaje echipamente tehnologice și funcționale	70 979	13 486	84 465
4.3	Utilaje echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	414 523	78 759	493 282
4.4	Utilaje echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	10 000	1 900	11 900
4.4.1	Echipamente specifice în scopul obținerii unei economii de energie sisteme care utilizează surse regenerabile/ alternative de energie	10000	1 900	11900
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	3 000,00	570	3 570
Total capitol 4		735 099	139 669	874 768
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	6 000,00	1 140,00	7 140,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5 000,00	950,00	5 950,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1 000,00	190,00	1 190,00
5.2	Comisioane cote taxe costul creditului	0	0	0
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00

5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	0	0,00	0,00
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	0	0,00	0,00
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0	0,00	0,00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuielile diverse	32 258	6 128,96	38 386,63
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5 000	950,00	5 950,00
	Total capitol 5	43 258	8 219	51 477
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	10 000	1 900	11 900
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2 000	380	2 380
6.2	Probe tehnologice și teste	3 000	570	3 570
	Total capitol 6	15 000	15 000	2 850
7	Cheltuieli aferente managementului de proiect			
7.1	Cheltuieli salariale cu echipa de management proiect	-	-	-
7.2	Cheltuieli de deplasare pentru personal management proiect	-	-	-
7.3	Cheltuieli cu achiziția de active fixe corporale (altele decât terenuri imobile și mijloace de transport) obiecte de inventar materiale consumabile	-	-	-
7.4	cheltuieli cu servicii de management proiect	-	-	-
	Total capitol 7	0	0	0
	TOTAL GENERAL Lei	876 508	166 651	1 043 759

Tabelul 3.10 – Centralizator Deviz General Scenariu II – Module PV 400W

Nr crt	Valori	UM (lei)
1	Valoarea totală :	1 043 758,66
2	Valoarea TVA	166 650,54
3	Valoarea de baza	877 108,12

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

- studiu de rezistență

Se va anexa

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

Nu este cazul

- studiu de trafic și studiu de circulație;

Nu este cazul

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

Nu este cazul

- studiu privind valoarea resursei culturale;

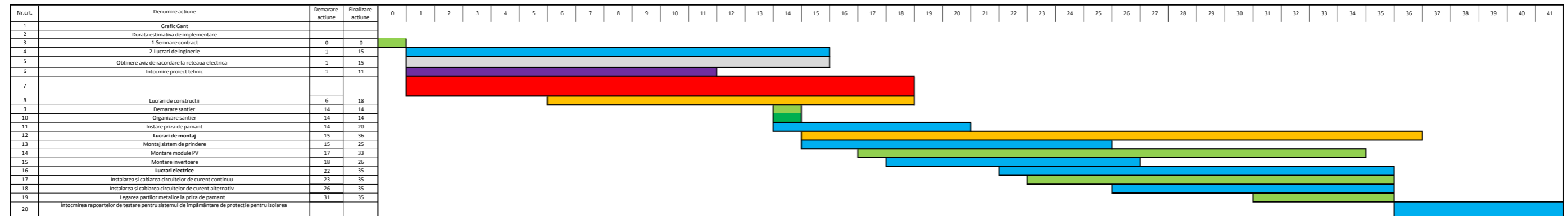
Nu este cazul

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției ,

Estimare producție –soft specializat PVGIS

3.5 . Grafice orientative de realizare a investiției

Fig.3.30 - Grafic Gantt estimativ



Nr ,Crt	Denumirea obiectivului												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 ,	Organizare procedura de licitatie și semnare contract de executie	x	x	x	x								
2 ,	Elaborare PT si Documentații pentru obținerea de Avize și Acorduri					x	x						
3 ,	Elaborare Proiect tehnic faza Detalii de Execuție ,						x						
4 ,	Organizare de Șantier							x					
5 ,	Execuție lucrare și asistenta tehnica							x	x	x	x	x	x
6 ,	PIF												x

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

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

Scenariul I

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 312 module PV fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 (6x24) de celule (Monocristaline) cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35mm și o greutate de 23 5 kg. Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 450 Wp cu un randament nominal de 20 7% . Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor detalia în tabelul 3.1.

Tabelul 0.11 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144[2x(12x6)]	-
Dimensiuni	2094 x 1038 x 35	mm
Greutate	23 5	kg
Putere nominală (P_{max})	450	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41 5	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	10 78	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49 1	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	11 53	A
Eficiență modul	20 7	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Rezistența la foc	C	-
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 70 kWp (2 bucăți) cu un randament minim de 98 7% STC conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta sintetic în Tabel 3.12.

Tabelul 3.12 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 70 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	70	kW
Putere nominală aparentă (AC)	72	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	500	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	75 1	A
Intensitatea maximă a curentului electric	83 2	A
Reglajul factorului de putere	0 8	-
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	1075 x 555 x 300	mm
Greutate	71	kg
Temperaturi de exploatare	-25 - 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3 5	W

Scenariu II

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 350 module PV fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 (6x22) de celule (Monocristaline) cu o dimensiune medie de 1924 x 1038 x 35 mm și o greutate de 22 kg. Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 400 Wp cu un randament nominal de 20 8% . Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor detalia în tabelul 3.13.

Tabelul 0.13 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 400 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132[2x(11x6)]	-
Dimensiuni	1924 x 1038 x 35	mm
Greutate	20	kg
Putere nominală (P_{max})	400	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	37 6	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	10 64	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	44 8	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	11 42	A
Eficiență modul	20 8	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Rezistența la foc	C	-

Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	0 – 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kWp (1 bucata) cu un randament minim de 98.5% STC conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta sintetic în Tabel 3.14

Tabelul 3.14 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144.4	A
Intensitatea maximă a curentului electric	160.4	A
Reglajul factorului de putere	0.8 ind. – 0.8 cap.	-
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3.5	W

CONCLUZII

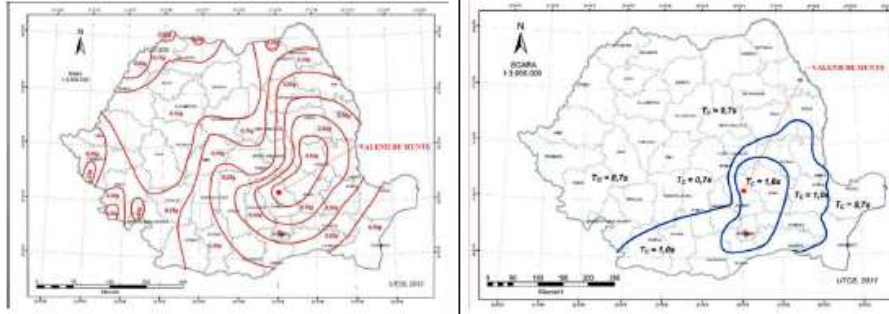
Avantaje:

- Costul total este mai redus în scenariul I ca în scenariul II
- Utilizarea unor invertoare mai mici, în nr mai mare, asigură o mai bună redundanță în eventualitatea defecțiunii la vreo intrare/intrări fervente unui inverter, pierderea de energie fiind mult mai mică

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

Codul P100-1/2013 prevede zonarea seismică a teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare cu interval mediu de recurență de 25 ani adică 20% probabilitate de depășire în 50 de ani.

Fig.3.31 Hărți zone de risc



<p>Zonarea valorilor de varf ale accelerației terenului pentru proiectare (ag) cu un IMR = 225 și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani</p>	<p>Zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colt) Tc a spectrului de răspuns (extras din P 100/2013)</p>
--	--

Zonarea teritoriului României după adâncimea de îngheț conform STAS 6054/77 „Adâncimi maxime de îngheț”

În ceea ce privește factorii antropici având în vedere poziția Centralei Electrice Fotovoltaice condițiile impuse de Ministrul Mediului în ceea ce privește acordarea autorizației de construire pentru lucrări care pot afecta mediul înconjurător considerăm ca aceștia nu pot afecta investiția în următorii 25 de ani iar factorii climatici determinați de schimbările climatice nu influențează investiția.

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.

Se va avea grijă ca depozitarea materialelor să se facă în deplina siguranță, astfel încât să nu fie stingherită circulația rutieră și pietonală. Terenul aferent depozitării materialelor trebuie să fie plan, ușor accesibil pentru mijloacele de transport, iar în perioadele ploioase să permită scurgerea apei. După terminarea lucrărilor terenul va fi adus la starea inițială.

Alegerea locațiilor pentru organizare de șantier trebuie realizată astfel încât să elimine impactul negativ asupra zonei.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

4.4.1. Impactul social și cultural egalitatea de șanse;

Principala preocupare în acest moment la nivel european dar și la nivelul marilor producători este reducerea consumului de energie și implicit a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivului de investiții.

Prin prezentul proiect se dorește scăderea impactului global asupra mediului la nivel național prin creșterea cantității de energie electrică provenită din surse regenerabile și prin crearea unei noi surse distribuite de energie eliminând astfel inclusiv pierderile de putere și energie (și implicit impactul asupra mediului asociat) din rețelele electrice de transport și distribuție.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul DGVBL în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare legate de non-discriminarea angajaților colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea societății.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire excludere restricție sau preferință pe bază de: rasă naționalitate etnie limbă religie categorie socială convingeri sex vârstă handicap apartenență la o categorie defavorizată precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea înlăturarea recunoașterii folosinței sau exercitării în condiții de egalitate a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege.

De asemenea societatea va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

4.4.2. 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.

4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate după caz

Diminuarea surselor de poluare

Nu exista surse de poluare , Instalația nu este o sursa de poluare , Instalația va contribui la scutirea emisiilor de CO₂ SO₂ NO₂ și alte gaze cu efect de sera într-o măsură proporțională cu dimensiunea instalației și energiei electrice produse din sursa regenerabilă nepoluanta ,

Se va scuti emisia a aproximativ va fi de circa **41 65** tone CO₂ ,

Gaz	Formula chimică	Factor de echivalare (tone CO ₂ echivalent pentru o tonă de gaz)	Echivalare (tone CO ₂ echivalent pentru o tonă de gaz)
Dioxid de carbon	CO ₂	1	41 65
Metan	CH ₄	28	1166 ,125
Oxid de azot	N ₂ O	265	11036 ,54

Prevenirea producerii riscurilor naturale

Nu se întrevăd riscuri naturale în zona astfel ca nu se întrevăd riscuri majore în cazul unui cutremur de mare intensitate .

Instalația și panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zăpezii vântului și grindinei .

Protecția mediului se va realiza conform SR EN ISO 14001/2015 - "Sisteme de management de mediu" și O .U .G . nr . 195/2005 - " Ordonanța de urgenta privind protecția mediului":

Protecția calității apei:

Procesul tehnologic specific lucrărilor de canalizare electrica subterana nu are impact asupra apei .

Protecția aerului :

Tehnologia specifica execuției rețelelor electrice subterane nu conduce la poluarea aerului decât în măsura în care praful rezultat din spargeri și săpături reduce întrucâtva calitatea acestuia . Pe tot parcursul derulării lucrărilor se iau masuri de reducere la maxim a prafului atât prin udarea acestuia cât și prin manevrarea cu grija a utilajelor folosite .

Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor:

Protecția împotriva zgomotului și a vibrațiilor se realizează prin folosirea unor scule și utilaje cu grad sporit de silențiozitate.

Protecția împotriva radiațiilor:

Lucrările din prezenta documentație nu produc radiații.

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

Investițiile de mediu reprezintă o contribuție importantă la rezolvarea problemelor economice și sociale în România: la protecția sănătății îmbunătățirea calității vieții și stimularea dezvoltării economice. Pentru a contribui la dezvoltarea regiunilor România trebuie să facă investiții semnificative în infrastructura de mediu în special în sectoarele energie deșeurii și calitatea aerului.

Execuția sistemului de panouri fotovoltaice la îmbunătățirea indicatorilor tehnico-economici ai acestora și va participa la îmbunătățirea stabilității Sistemului Energetic Național prin mărirea cantității de energie electrică fotovoltaică injectată.

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

4.6.1 Metodologie

Analiza financiară s-a realizat pe baza normelor și reglementărilor în vigoare la nivel național conformându-se de asemenea și cu recomandările Comisiei Europene privind acest tip de analiză.

Conform Regulamentului de Punere în Aplicare 2015/2017 al Comisiei Europene Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico – economice pentru realizarea obiectivului de investiții ”Sistem de panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 140 kWp” și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectul în cauză. Rentabilitatea economică a proiectului este evaluată prin cuantificarea beneficiilor și a costurilor economice ale implementării proiectului respectiv în comparație cu un scenariu alternativ în care proiectul investițional nu se realizează.

Această analiză se efectuează prin compararea veniturilor și a cheltuielilor aferente proiectului investițional. Pentru a compara veniturile și cheltuielile (respectiv beneficiile și costurile) care se realizează în perioade diferite de timp se utilizează indicatorii Valoarea Actualizată Netă și Rata Internă de Rentabilitate.

Valoarea actualizată netă (VAN) a proiectului investițional este calculată ca suma tuturor fluxurilor financiare viitoare pe durata de implementare și durata de exploatare a proiectului actualizată prin aplicarea ratei de actualizare financiară conform formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^N \frac{f_i}{(1+r)^{y_i}}$$

Unde:

f_i reprezintă un element de flux financiar în total N la număr. Veniturile se notează cu semn pozitiv (+) iar cheltuielile se notează cu semn negativ (-);

y_i este anul în care se realizează fluxul financiar f_i ;

r este rata de actualizare.

Rata Internă de Rentabilitate (RIR) este soluția pentru ecuația care face ca VAN să fie egală cu 0:

$$\sum_{i=1}^N \frac{f_i}{(1+RIR)^{y_i}} = 0$$

Perioada de referință pentru analiza financiară este de 25 ani fiind astfel în conformitate cu Ghidul Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană care recomandă o perioadă de referință de 15-25 de ani pentru proiectele în domeniul energiei.

Se consideră că proiectul se implementează în anul 0 (înainte de PIF).

În perioada de implementare se suportă costurile investiționale iar în perioada de exploatare se încasează veniturile / beneficiile economice și se suportă costurile operaționale. Compoziția tipurilor de beneficii și costuri variază în funcție de tipul de analiză și este detaliată în subcapitolele respective.

Unul dintre principiile de bază ale Analizei Cost-Beneficiu este că analiza trebuie să fie incrementală. Acest lucru înseamnă că sunt relevante pentru analiză doar beneficiile și costurile strict legate de proiectul investițional care nu s-ar fi materializat în scenariul în care proiectul investițional nu are loc. Orice cheltuieli sau venituri suportate în toate scenariile analizate sunt excluse din analiză.

Teoretic cheltuielile trebuie să includă costurile de oportunitate – adică să ia în calcul faptul că în cazul realizării proiectului investițional fondurile respective nu mai pot fi cheltuite pentru alte proiecte care ar putea aduce beneficii la rândul lor. Respectarea acestui principiu este însă asigurată de autoritatea care acordă finanțare în momentul în care aceasta compară diferite propuneri de proiect depuse și o alege pe cea cu beneficiul net maxim.

Scopul analizei financiare este de a determina rentabilitatea financiară a proiectului profitabilitatea lui pentru beneficiar sustenabilitatea financiară a proiectului precum și de a detalia fluxurile financiare care stau la baza costurilor și a beneficiilor socio-economice.

Analiza financiară este efectuată din punctul de vedere al beneficiarului proiectului care este în același timp și proprietar și operator al activelor rezultante din acest proiect. Prin urmare nu este cazul unei analize financiare consolidate.

Analiza financiară constă din:

Analiza rentabilității tuturor costurilor investiției indiferent de sursa de finanțare care determină dacă investiția în sine este profitabilă prin calcularea Valorii Actualizate Nete Financiare asupra Tutoeur Costurilor Investiției – VANF(C). Valoarea actualizată netă financiară a investiției este definită ca suma care rezultă atunci când costurile de investiție și de operare preconizate ale proiectului (actualizate) sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate:

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

Costurile financiare sunt formate din costuri de investiție și costuri de exploatare și mentenanță. Costurile de investiție prezentate în cadrul Capitolului 3.

Din punct de vedere al costurilor de operare și mentenanță necesarul pentru acestea au fost estimate în capitolele anterioare. Acestea includ mentenanța periodică (preventivă) ce constă în verificarea legăturilor electrice verificarea integrității modulelor PV testare cu camera cu termoviziune (selectiv conform standardelor de exploatare) curățarea periodică a modulelor PV etc.

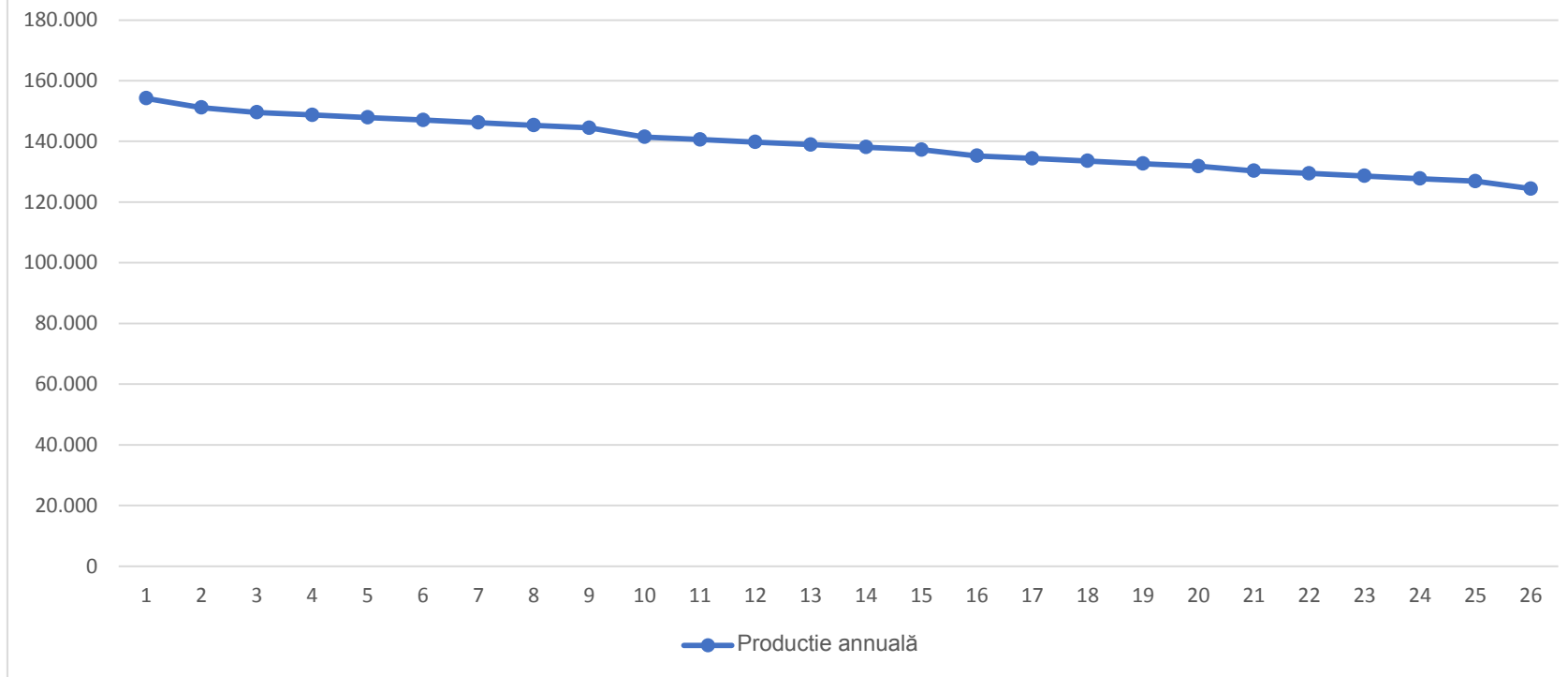
Consumul de energie electrică cuprins între 255 și 300 kWh/lună se facturează la prețul de 1,3 lei kWh, cu TVA inclus iar în cazul în care consumul depășește 300/kWh luna întreg consumul se facturează la prețul de 1,3 lei/kWh.

Scenariul I

Date de intrare		
Putere instalata	140	kWp
Preț vânzare proiect	7325	lei/kWp
Investiții	1025558	lei
Mentenanța	35000	lei
Simulare producție	154196	kWh/an
Preț kWh	1.3	lei
Beneficiu	200455	lei kWh/an
Rata de actualizare	8%	
Rata de reducere a randamentului panourilor fotovoltaice	0.55%	

Simulare productie de energie electrica raportata la scaderea randamentului panourilor fotovoltaice											
Ani	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Randament	100%	98%	97%	96%	96%	95%	95%	94%	93.7%	92%	91.2%
Simulare productie	154 196	151 112	149 570	148 722	147 874	147 026	146 178	145 330	144 482	141 475	140 627

Graficul de productie
-raportata la factorul de degradare al panourilor fotovoltaice-

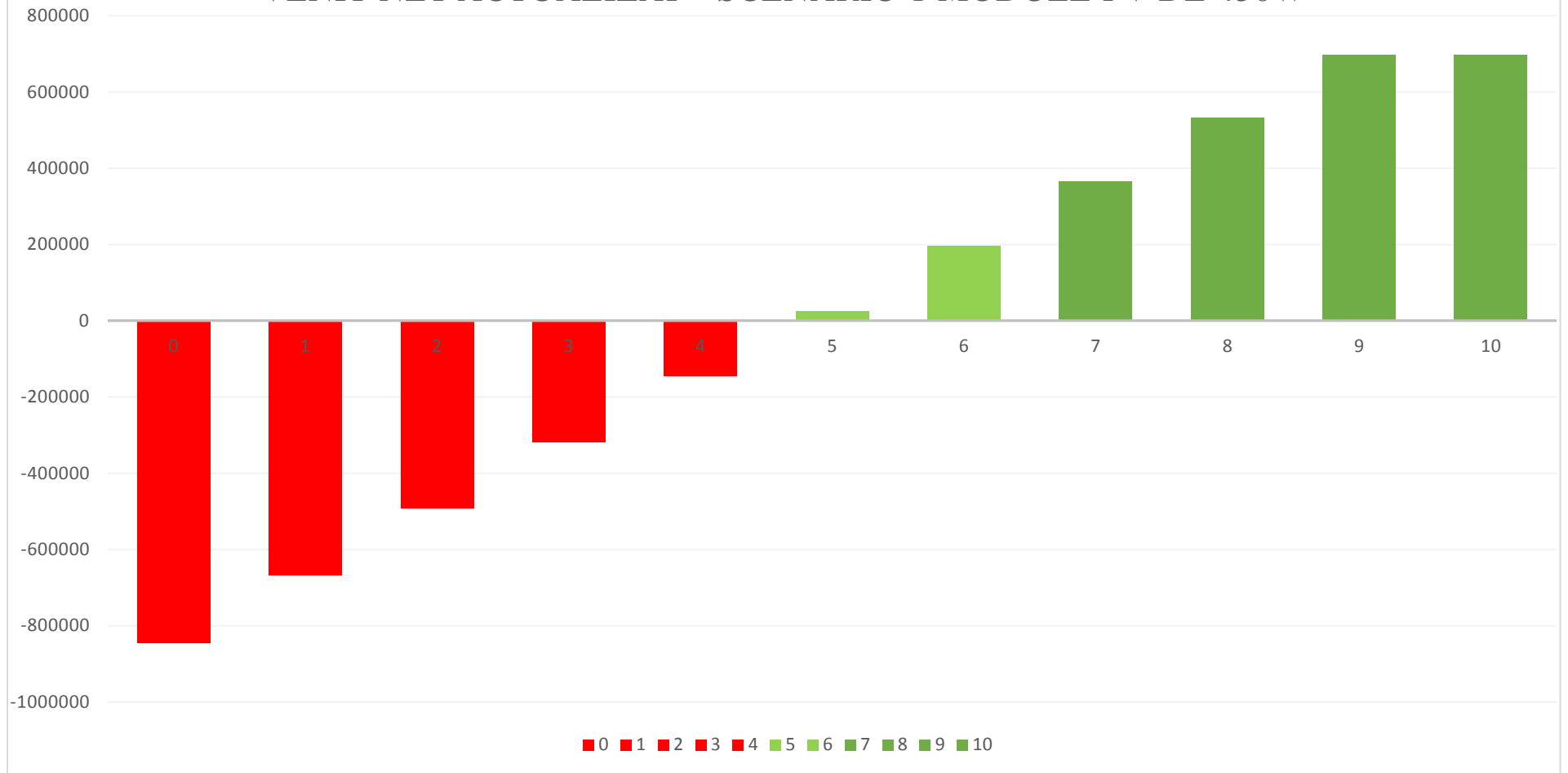


Ani	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cost investitional	-1025558	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cheltuieli anuale	0	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000
Beneficii	0	216491	212161	209996	208806	207615	206424	205234	204043	202852	198631
Fluxul de numerar	-1025558	181491	177161	174996	173806	172615	171424	170234	169043	167852	163631

VNA	126825	€									
Rata internă rentabilitate RIR	11	%/an									
Payback	-844067	-666905	-491909	-318103	-145488	25936	196170	365212	533065	696695	696695
Recuperarea investiției[ani]	5	ani									

VENIT NET ACTUALIZAT - SCENARIU 1 MODULE PV DE 450W

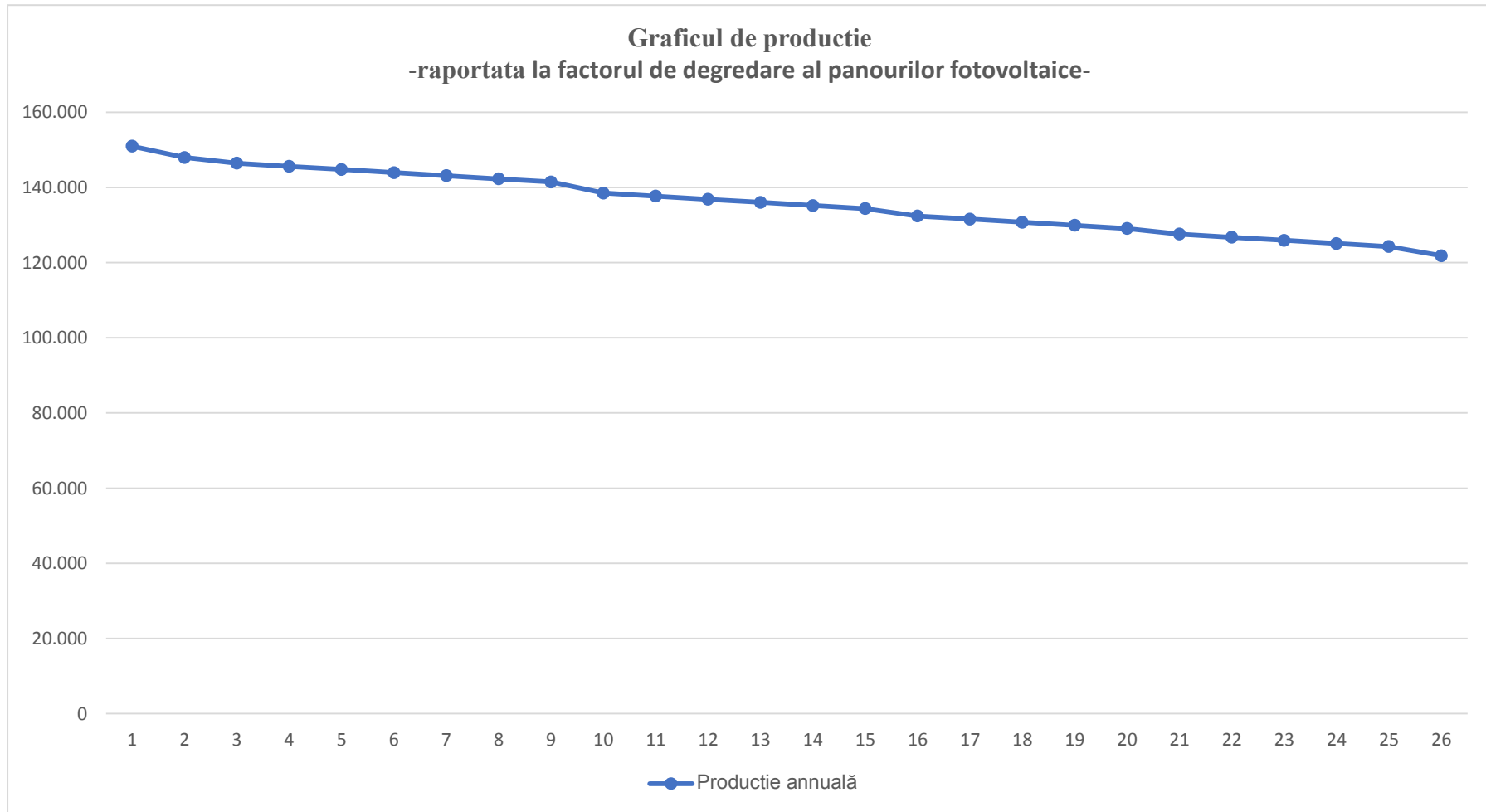


Scenariu II

Date de intrare		
Putere instalata	140	kWp
Preț vânzare proiect	7455	lei/kWp
Investiții	1043759	lei
Mentenanța	35000	lei
Simulare producție	150963	kWh/an
Preț kWh	1.3	lei
Beneficiu	196252	lei kWh/an
Rata de actualizare	8%	
Rata de reducere a randamentului panourilor fotovoltaice	0.55%	

Simulare productie de energie electrica raportata la scaderea randamentului panourilor fotovoltaice

Ani	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Randament	100%	98%	97%	96%	96%	95%	95%	94%	93.7%	92%	91.2%
Simulare productie	150,963	147,944	146,434	145,604	144,773	143,943	143,113	142,282	141,452	138,508	137,678

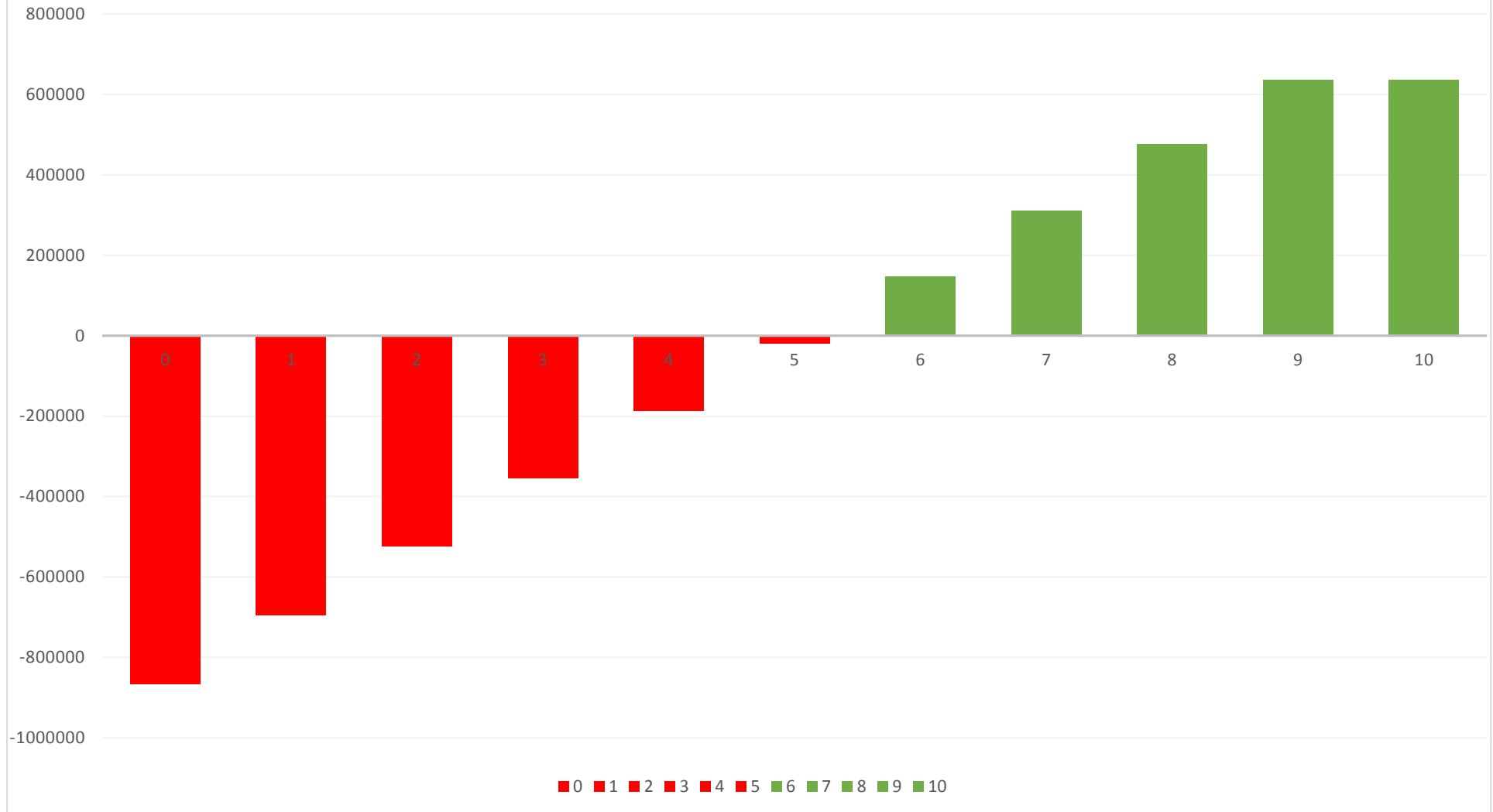


Ani	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-----	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Cost investitional	-1043759	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli anuale	0	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000	-35000
Beneficii	0	211952	207713	205593	204427	203262	202096	200930	199764	198599	194466
Net cash flow	-1043759	176952	172713	170593	169427	168262	167096	165930	164764	163599	159466

VNA	82842	€									
Rata interna rentabilitate RIR	10%	%/an									
Payback	-866807	-694094	-523501	-354074	-185812	-18716	147214	311979	475577	635043	635043
Recuperarea investitiei[ani]	6	ani									

VENIT NET ACTUALIZAT - SCENARIU 2 MODULE PV DE 400W



CONCLUZII

Avantaje:

- **Costul investițional al scenariului I este mai favorabil decât cel al scenariului II.**
- **Din punct de vedere al Ratei interne de rentabilitate Scenariul I are performanțe mai bune.**
- **În cazul scenariului I recuperarea investiției se face cu un an mai repede decât în scenariul II.**

În concluzie din punct de vedere economic Scenariul I are performanțe mai bune.

4.8. Analiza de senzitivitate

Scopul analizei senzitivității este de a selecta variabilele critice ale parametrilor modelului care sunt acele variabile ale căror variații pozitive sau negative comparate cu valoarea utilizată ca cea mai bună estimare în cazul de baza are cel mai mare efect asupra ratei interne a rentabilității (RIR) sau asupra venitului net actualizat (VNA). Variația parametrilor critici se va produce în condițiile păstrării celorlalte date de intrare neschimbate. Pe scurt analiza de senzitivitate permite determinarea modului în care se modifică concluziile unei cercetări față de variațiile posibile ale factorilor sau față de erorile de estimării făcute. Prin aceasta se realizează o perfecționare a fundamentării procesului de adoptare a deciziilor întrucât se asigură o mai bună înțelegere per ansamblu a riscului existent în diversele alternative de acțiune.

Analiza de senzitivitate deși utilă în numeroase situații prezintă unele limite. Ea nu permite indicarea probabilității cu care se va realiza varianta inițială sau celelalte alternative decizionale iar realitățile sunt caracterizate printr-un dinamism accentuat în care de multe ori variabilele se modifică simultan în ritmuri și sensuri diferite. Analiza de senzitivitate constă în analiza variației rezultatelor financiare și a indicatorilor financiari ai investiției în condițiile variației unor variabile cheie.

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

O componentă importantă a activității 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 prin două elemente:

P - probabilitatea apariției (sau a manifestării);

I - impactul (sau efectul) asupra proiectului/investiției.

<p>Impact mare – probabilitate mică</p> <p>Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă</p> <p>Lipsa de lichidități în momente cheie</p> <p>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</p>	<p>Impact mare – probabilitate mare</p> <p>Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție.</p> <p>Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.</p>
<p>Impact mic – probabilitate mică</p> <p>Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare</p>	<p>Impact mic – probabilitate mare</p> <p>Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute</p>

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	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	4	2	8
3	Riscuri privind performanța, în timp a subsansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4

Nr. crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
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 activitatea de implementare a echipamentelor	1	4	4

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 0.1 – 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.	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	Planuri pentru situații neprevăzute	În aceasta situație, beneficiarul va identifica din timp resursele financiare pentru acoperirea necesarului de finanțare până la efectuarea rambursărilor, prin realizarea unei prognoze de cash-flow a investiției sau va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare.

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsurile de management al riscurilor
			Conform celor prezentate în analiza cost-beneficiu, pe toată afacerea în varianta cu proiect, rezultă o situație foarte bună a societății din perspectiva resurselor financiare.
3.	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	Reducerea riscului	Includerea în bugetul de investiții al societății, a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute
4.	Riscuri privind performanța, în timp a subsansamblurilor 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)
5.	Riscuri privind instalarea corectă a subsansamblurilor 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).
6.	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.
7.	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	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 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 de sensibilitate a investiției, în afară de analiza riscurilor.

Astfel cum a fost amintit mai sus, analiza de sensibilitate 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.

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

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

Scenariile propuse prezintă o analiză atât din punct de vedere tehnic, cât și financiar privind modurile de realizare a sistemului de panouri fotovoltaice.

- 1. Costul total este mai redus în scenariul I ca în scenariul II**
- 2. Utilizarea unor invertoruri mai mici, în număr mai mare, asigură o mai bună redundanță în eventualitatea defecțiunii la vreo intrare/intrări frecvente unui invertor, pierderea de energie fiind mult mai mică**
- 3. Costul investițional al scenariului I este mai favorabil decât cel al scenariului II.**
- 4. Din punct de vedere al Ratei interne de rentabilitate Scenariul I are performanțe mai bune.**
- 5. În cazul scenariului I recuperarea investiției se face cu un an mai repede decât în scenariul II.**

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

Cum s-a prezentat în concluziile din capitolele principale Soluția I are performanțe tehnico-economice mai bune decât Scenariul II, astfel este cel mai optim.

5.3. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

Valoarea totală a investiției: 1 025 557 ;

Producția anuală de energie verde realizată cu ajutorul echipamentelor de producție sau a capacităților de producție realizate prin intermediul investițiilor: 150 963 kWh/an

Emisii de gaze cu efect de seră, exprimat în [t_CO2] în scenariul de referință, fără implementarea proiectului: 41,647 t_CO2

Reducerea gazelor cu efect de seră pentru primul an după implementarea proiectului: 48,82 t_CO2

5.4. 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

STANDARDE APLICABILE

În cadrul prezentei lucrări se vor respecta toate normele și prescripțiile în vigoare:

Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;

H.G. nr. 300/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru santierelor temporare sau mobile;

H.G. nr. 1048/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;

H.G. nr. 1091/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;

H.G. nr. 1146/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;

H.G. nr. 1425/2006, pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor **Legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006**;

Ghid pentru instalații electrice cu tensiuni până la 1000V c.a. și 1500V c.c. - **GP 052 - 2000**;

O.U.G. 195/2006 - privind protecția mediului;

H.G. 856/2002 - privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase;

Ordinul 860/2002 (completat cu ordinele 210/2004 și 1037/2005) - Aprobarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și de emitere a acordului de mediu;

O.U.G. nr.5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice care transpune Directiva 2012/19/UE a Parlamentului European și a Consiliului;

Legea nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor care transpune Directiva 2008/98/CE;

Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică publicată în MO 574/01.08.2014

Legea nr. 160/2016 pentru modificarea și completarea legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică publicată în MO 562/26.07.2016

STAS-urile : 12604/4-89, 12604/5-90, 2612-1987 , SR 13433/1999 și SR 8591/1997, 831-2002;

Indreptar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ **IRE-Ip30- 90**;

Regulament general de manevre în instalațiile electrice **PE 118**