

***Studiu de Fezabilitate privind dezvoltarea unui
proiect de producere a energiei electrice din
surse regenerabile de energie solară în
localitatea Drobeta-Turnu Severin, Calea
Timișoarei, Nr. 22, Jud. Mehedinți***

SC METABET CF S.A
**cu sediul în Pitești, str. Tudor Vladimirescu nr. 115, Clădirea T7,
Jud. Argeș**

PROIECTANT: S.C. THINK BLU SOLUTION S.R.L.

CUI RO 40197719

J40/17180/2020

Bucuresti, Sector 6, Str. SG Constantin Apostol, nr. 16A, Subsol 1, Ap. 5

Personal Elaborare:

Cheran Ana-Maria

**Verificat de:**

Cheran Ion Cosmin

**Beneficiar:**

SC METABET CF S.A



Lista de control a actualizărilor

Data editie	Nr. revizie	Data revizie	Nr. pagina	Nr. paragraf	Continut actualizari
17.05.2022	0	17.05.2022	Toate	Toate	Editie si revizie initiala
17.05.2022	1	18.03.2024	Toate	Toate	Actualizare avize obtinute care au fos transmise si la semnarea contractului de finantare cu Ministerul Energiei Se pastreaza solutia tehnica si valorile devizului

Cuprins

(A) PIESE SCRISE	6
1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII	6
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	6
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR	6
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)	6
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI	6
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE	6
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII	7
2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (IN CAZUL IN CARE A FOST ELABORAT IN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALA, NECESITATEA SI OPORTUNITATEA PROMOVARII OBIECTIVULUI DE INVESTITII SI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE SI PROPUSE SPRE ANALIZA	7
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLATIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUTIONALE SI FINANCIARE	7
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE SI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR	10
2.3.1. DESCRIEREA AMPLASAMENTULUI.....	10
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU SI LUNG PRIVIND EVOLUTIA CERERII, IN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTITII.....	12
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE.....	15
2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR.....	16
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	19
3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI.....	19
3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC.....	23
3.2.1. Scenariul 1. – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 455 Wp.....	26
3.2.2. Scenariul 2. – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 550 Wp	29
3.2.3. Scenariul 3. – Centrala ciclu combinat avansat de 360 kwe pe gaze naturale.....	33
3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI.....	34

3.4. STUDII DE SPECIALITATE, IN FUNCTIE DE CATEGORIA SI CLASA DE IMPORTANTA A CONSTRUCTIILOR.....	36
3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI.....	36
4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUS(E).....	36
4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ	36
4.2. ANALIZA VULNERABILITATILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI SI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBARI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTITIA ..	37
4.3. SITUATIA UTILITATILOR SI ANALIZA DE CONSUM.....	37
4.4. SUSTENABILITATEA REALIZarii OBIECTIVULUI DE INVESTITII.....	38
4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	39
4.6. ANALIZA FINANCIARA, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANTA FINANCIARA: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATA NETA, RATA INTERNA DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARA	39
4.6.1. METODOLOGIE.....	39
4.6.2. COSTURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR.....	41
4.6.3. VENITURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR.....	42
4.6.4 INDICATORII FINANCIARI AI SCENARIILOR.....	42
4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU.....	47
4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE.....	49
4.9. ANALIZA DE RISCURI, MASURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR.....	50
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(A) OPTIM(A), RECOMANDAT(A)	54
5.1. COMPARATIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR	54
5.2. SELECTAREA SI JUSTIFICAREA SCENARIULUI / OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	55
5.3. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND.....	55
5.4. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENTI OBIECTIVULUI DE INVESTITII.....	56

5.5. PREZENTAREA MODULUI IN CARE SE ASIGURA CONFORMAREA CU REGLEMENTARILE SPECIFICE FUNCTIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURARII TUTUROR CERINTELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCTIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE	58
5.6. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANTARE A INVESTITIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE SI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCATII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE.....	59
6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME	62
7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI	63
7.1. INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILA CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI	63
7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZAND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTITII (IN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUTIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI, ESALONAREA INVESTITIEI PE ANI, RESURSE NECESARE.....	63
7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE SI INTRETINERE: ETAPE, METODE SI RESURSE NECESARE.....	65
7.4. RECOMANDARI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITATII MANAGERIALE SI INSTITUTIONALE	65
8. CONCLUZII SI RECOMANDARI.....	68
(B) PIESE DESENATE.....	68
Bibliografie.....	68

- Anexa 1 - Fișă panouri fotovoltaice
- Anexa 2 - Fișă invertoare
- Anexa 3 - Deviz general centralizator Scenariul 1
- Anexa 4 - Devize pe obiecte Scenariul 1
- Anexa 5 - Deviz general centralizator Scenariul 2
- Anexa 6 - Devize pe obiecte Scenariul 2
- Anexa 7 - Grafic Gantt

STUDIU DE FEZABILITATE

(A) PIESE SCRISE

1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru realizarea unui Parc Fotovoltaic în localitatea Drobeta-Turnu Severin, Calea Timișoarei, nr. 22.

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- SC METABET CF S.A cu sediul în str. Tudor Vladimirescu, nr.115, clădirea T7, jud. Argeș;
- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J03/1771/2012;
- Cod Fiscal: 128507;
- Telefon: : 0722 591 411
- E-mail: catalin@metabet.ro

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este SC METABET CF S.A.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

Societatea Think Blu Solution S.R.L.

- **Sediu social:** București, Str. SG Constantin Apostol, nr. 16A, Subsol 1, Ap 5 Sector 6, România;
- **E-mail:** office@thinkblu.ro ;
- **Site:** www.thinkblu.ro ;
- **Tel:** +40 743005805
- **CUI RO** 40197719 / **ONRC** J40/17180/2020;
- **Responsabil:** Ing. Cheran Ion Cosmin (cheran@thinkblu.ro, +40743005805).

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

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (IN CAZUL IN CARE A FOST ELABORAT IN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALA, NECESITATEA SI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII SI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE SI PROPUSE SPRE ANALIZA

Nu a fost realizat un Studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLATIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUTIONALE SI FINANCIARE

Strategia uniunii energetice (COM/2015/080), publicată la 25 februarie 2015, ca prioritate cheie a Comisiei Juncker (2014-2019), urmărește construirea unei Uniuni energetice care să ofere consumatorilor UE – gospodării și întreprinderi – energie sigură, sustenabilă, competitivă și accesibilă.

De la lansarea sa, în 2015, Comisia Europeană a publicat mai multe pachete de măsuri și rapoarte periodice de progres, care monitorizează implementarea acestei priorități cheie, pentru a se asigura că strategia uniunii energetice este realizată.

Uniunea energetică presupune cinci dimensiuni strâns legate și care se consolidează reciproc:

- **Securitate, solidaritate și încredere** – diversificarea surselor de energie ale Europei și asigurarea securității energetice prin solidaritate și cooperare între țările UE;
- **Piață internă a energiei pe deplin integrată** – care să permită circulația liberă a energiei prin UE printr-o infrastructură adecvată și fără bariere tehnice sau de reglementare;
- **Eficiență energetică** – creșterea eficienței energetice va reduce dependența de importurile de energie, va reduce emisiile și va genera locuri de muncă și creștere economică;
- **Acțiune climatică, decarbonizarea economiei** – UE se angajează să ratifice rapid Acordul de la Paris și să își mențină liderul în domeniul energiei regenerabile
- **Cercetare, inovare și competitivitate** – sprijinirea descoperirilor în tehnologiile cu emisii scăzute de carbon și energie curată, acordând prioritate cercetării și inovației pentru a stimula tranziția energetică și a îmbunătăți competitivitatea.

În 2019, UE și-a revizuit cadrul de politică energetică pentru a ne ajuta să trecem de la combustibili fosili către o energie mai curată – și, mai precis, să ne îndeplinim angajamentele Acordului de la Paris privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Acordul asupra acestui nou cadru de reguli energetice – denumit pachetul Energie curată pentru toți europenii – a marcat un pas semnificativ către implementarea strategiei uniunii energetice, publicată în 2015.

Pe baza propunerilor Comisiei publicate în 2016, pachetul este compus din 8 directive noi. În urma acordului politic al Consiliului UE și al Parlamentului European (finalizat în mai 2019) și a intrării în vigoare a diferitelor norme UE, țările UE au la dispoziție 1-2 ani pentru a transforma noile directive în legislație națională.

Noile reguli vor aduce beneficii considerabile consumatorilor, mediului și economiei. Prin coordonarea acestor schimbări la nivelul UE, legislația subliniază, de asemenea, poziția de lider al UE în combaterea încălzirii globale și aduce o contribuție importantă la strategia pe termen lung a UE de a atinge neutralitatea carbonului (emisii nete zero) până în 2050.

Performanță energetică în clădiri

Clădirile sunt responsabile pentru aproximativ 40% din consumul de energie și 36% din emisiile de CO₂ din UE, ceea ce le face cel mai mare consumator de energie din Europa.

Făcând clădirile mai eficiente din punct de vedere energetic, UE își poate atinge mai ușor obiectivele energetice și climatice. Directiva privind performanța energetică a clădirilor ((UE) 2018/844) subliniază măsuri specifice pentru sectorul construcțiilor pentru a face față provocărilor, actualizând și modificând multe reguli anterioare (Directiva 2010/31/UE).

Energie regenerabilă

Pentru a demonstra leadershipul global în ceea ce privește sursele regenerabile, UE a stabilit un obiectiv ambițios și obligatoriu de 32% pentru sursele de energie regenerabilă în mixul energetic al UE până în 2030.

Directiva revizuită privind energia din surse regenerabile (2018/2001/UE), care conține acest angajament, a intrat în vigoare în decembrie 2018.

Eficiență energetică

Punerea eficienței energetice pe primul loc este un obiectiv cheie al pachetului, deoarece economiile de energie reprezintă cea mai simplă modalitate de a reduce emisiile cu efect de seră, economisind în același timp și bani pentru consumatori. Prin urmare, UE și-a stabilit obiective obligatorii de creștere a eficienței energetice față de nivelurile actuale cu cel puțin 32,5% până în 2030.

Directiva privind eficiența energetică ((UE) 2018/2002), în vigoare din decembrie 2018, stabilește acest obiectiv.

Reglementarea guvernanței

Pachetul include un sistem robust de guvernanță pentru Uniunea energetică, planul UE de a transforma în mod fundamental sistemul energetic al Europei.

În cadrul acestei strategii, fiecare țară din UE trebuie să stabilească planuri naționale integrate de energie și climă (PNIEC) pe 10 ani pentru 2021-2030. PNIEC subliniază modul în care țările UE își vor atinge obiectivele respective în toate cele 5 dimensiuni ale uniunii energetice, inclusiv o viziune pe termen mai lung către 2050.

Actul relevant – Regulamentul privind guvernanța uniunii energetice și acțiunea climatică

(UE) 2018/1999 – este în vigoare din decembrie 2018.

Proiectarea pieței de energie electrică

O altă parte a pachetului urmărește să stabilească un design modern pentru piața europeană de energie electrică, adaptat la noile realități comerciale – mai flexibil, mai bazat pe piață și mai bine plasat pentru a integra o cotă mai mare de surse regenerabile.

Elementele de proiectare a pieței de energie electrică au 4 componente – două legi noi privind energia electrică, una privind pregătirea pentru riscuri și alta care evidențiază un rol mai puternic pentru Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare a Energiei (ACER).

Sectorul energetic este responsabil pentru peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră ale UE. Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% (comparativ cu 1990) până în 2030,
- atingerea neutralității climatice până în anul 2050.

Pe baza obiectivului de 20% pentru 2020, Directiva reformată privind energia din surse regenerabile 2018/2001/UE a stabilit un nou obiectiv obligatoriu de producere a energiei din surse regenerabile în UE pentru 2030 de cel puțin 32%, cu o clauză pentru o posibilă revizuire ascendentă până în 2023.

Pentru a atinge ținte climatice mai ridicate, așa cum era prezentat în Pactul Verde European în decembrie 2019, au fost necesare revizuiți suplimentare ale directivei.

Comisia a prezentat noile obiective climatice ale Europei pentru 2030, inclusiv o propunere de modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile, la 14 iulie 2021. Aceasta urmărește să crească obiectivul actual la cel puțin 40% surse de energie regenerabilă în mixul energetic global al UE până în 2030.

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

În ceea ce privește eficiența energetică, aceasta rămâne o prioritate absolută chiar și în noua viziune prezentată de Fit for 55, țintele Uniunii Europene au fost ridicate de la 32,5% până la 36-39%.

Noutatea absolută este reprezentată de caracterul de obligativitate a creșterii performanțelor energetice și de scădere cu până la 9% a necesarului total de energie, raportat la scenariul de referință.

Principalele mijloace prin care Statele Membre, prin intermediul utilizatorilor de energie, pot atinge obiectivele stabilite constau așadar în:

- Creșterea Performanțelor Energetice prin implementarea de Acțiuni de Îmbunătățire a Performanțelor Energetice (AIPE) de natură organizatorică (*no-cost*) și investițională, la nivelul conturilor energetice aparținând utilizatorilor finali;
- Creșterea gradului de utilizare a energiei electrice produse din Surse Regenerabile de Energie (SRE) prin:

- Implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE în amplasamentele proprii;
- Contractarea unui serviciu de furnizare a energiei electrice de tip 100% regenerabil, atunci când implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE nu este posibilă datorită unor limitări tehnologice, de amplasament etc.;
- Creșterea performanței energetice la nivelul rețelelor electrice de transport și distribuție ce poate fi realizată prin:
 - Înlocuirea elementelor de rețea cu un grad ridicat de uzură fizică și morală cu echipamente noi, performante din punct de vedere energetic, dimensionate corect raportat la sarcinile maxime actuale – *măsuri luate de OT / OD*.
 - Aplatizarea Graficului de Sarcină – *măsuri luate de utilizatorii finali și de OD*.
- Creșterea performanței energetice la nivelul conturilor energetice aparținând utilizatorilor finali prin cuantificarea și minimizarea impactului funcționării rețelelor electrice de distribuție interne în regimuri deformante de curent electric.

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, domeniul eficienței energetice se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050,
- Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030,
- Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare,
- Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și privind modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare,

Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.

2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. DESCRIEREA AMPLASAMENTULUI

Drobeta-Turnu Severin este municipiul de reședință al județului Mehedinți, Oltenia, România, format din localitățile componente Drobeta-Turnu Severin (reședința), Dudașu Schelei, Gura Văii și Schela Cladovei. Localitatea se află la o altitudine medie de 65 m și are o suprafață totală de 127,5 km².

Oraș și port la Dunăre, municipiul Drobeta-Turnu Severin, este situat în depresiunea Topolnicei și a Severinului. Are centrul plasat pe coordonatele 22°33" longitudine estică și 44°38" latitudine nordică, în depresiunea subcarpatică a Topolnicei, pe drumul european 70, la 353 km de București, 210 km de Timișoara și 113 km de Craiova.

Municipiul Drobeta-Turnu Severin este traversat de DN6 care face legătura între Craiova și Timișoara.

Orașul este situat în vestul județului Mehedinți și al României, pe malul stâng al Dunării la ieșirea fluviului din defileu Dunării pe DE70. În punctul cel mai înalt din oraș altitudinea este de 104 m, iar în punctul cel mai de jos se află situat lângă gară, unde altitudinea este de 48,75 m față de nivelul mării.

Reședință de județ, orașul Drobeta-Turnu Severin are următoarele vecinătăți:

- La S fluviul Dunărea, Republica Serbia și Muntenegru
- La N limitele teritoriale ale comunelor Izvorul Bârzii, Breznița Ocol și Ilovița
- La E comuna Simian
- La V Golful Bahna

CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin se dorește a se amplasa pe proprietatea S.C. Metabet CF S.A. din Orașul Drobeta Turnu Severin, în localitatea componentă Gura Văii, aflată pe malul Dunării și traversată de drumul european E70 – Calea Timișoarei.

Proprietatea este situată pe faleză Dunării în dreptul insulei Golul Banului aflată pe mijlocul cursului fluviului și are următoarele delimitări geografice:

- De la NE la SE, Dealul Ogălnicului delimitarea fiind făcută de drumul E70
- La N de continuarea Zonei industriale Gura Văii
- De la NV la S Fluviul Dunărea

Proprietatea se află la 9,5 km de centrul orașului Drobeta-Turnu Severin și la 100m de E70.

Se dorește utilizarea unei suprafețe de 6138 m² de pe clădirile Metabet CF S.A. din Calea Timișoarei, nr. 22, din raza localității Drobeta-Turnu Severin, județul Mehedinți pentru a amplasa obiectivul de investiție.

Metabet CF S.A. urmărește obiective clare pentru îmbunătățirea calității vieții cetățenilor localității, și nu numai, prin construirea obiectivului de investiții din prezentul studiu.

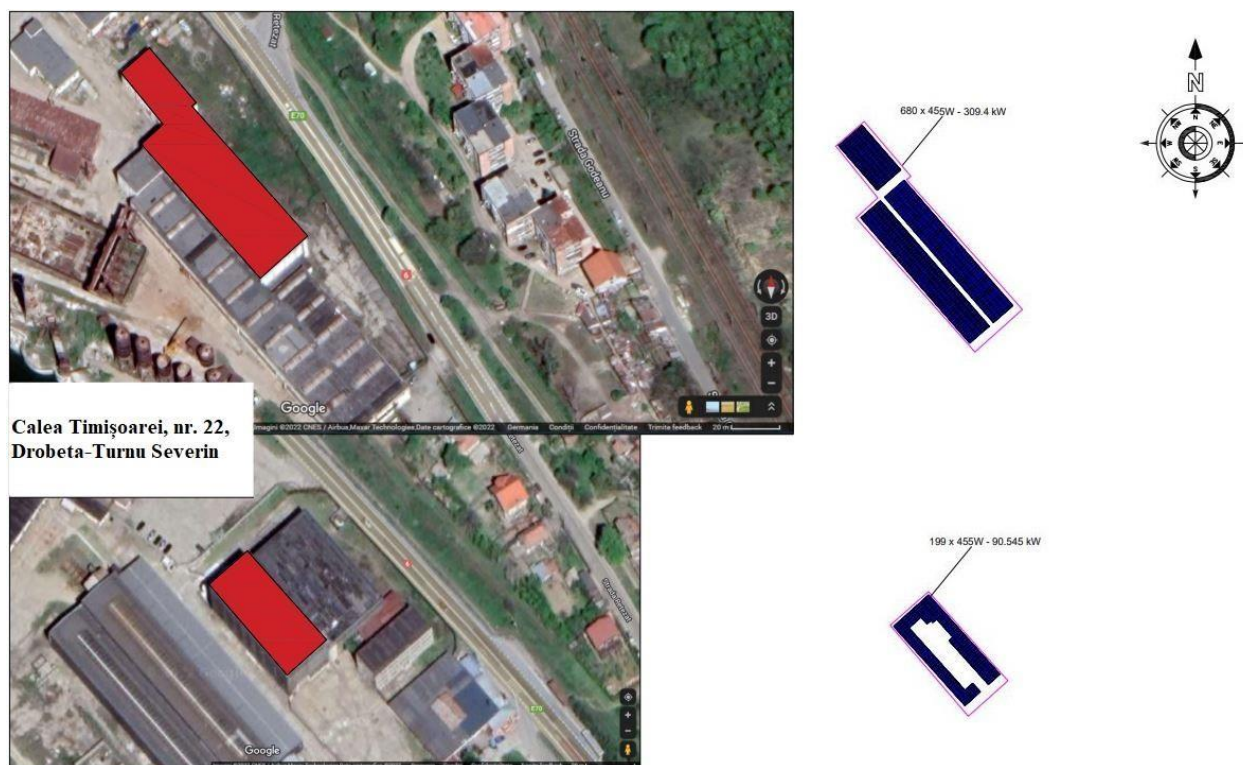


Fig 2.1. Amplasarea obiectivului de investiție, în centrala CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU SI LUNG PRIVIND EVOLUTIA CERERII, IN SCOPUL JUSTIFICARII NECESITATII OBIECTIVULUI DE INVESTITII

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume. Statele membre ale UE au convenit asupra necesității de a **acționa în mod coordonat** și de a lua măsuri urgente pentru a atenua impactul acestei creșteri în special asupra celor mai vulnerabile gospodării și întreprinderi.

Deși, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Mai mulți factori au contribuit la creșterea prețurilor:

- creșterea fără precedent a prețurilor gazelor naturale pe piețele mondiale – cu peste 170% în 2021
- iarna lungă și friguroasă de la începutul lui 2021, ce a sporit necesarul de încălzire, urmată de o vară lungă și toridă și de o utilizare crescută a dispozitivelor de răcire, a intensificat cererea de energie
- creșterea cererii de gaz natural lichefiat și, în consecință, majorarea prețului acestuia
- creșterea consumului de gaze naturale în Asia ca urmare a redresării economice
- tensiuni geopolitice tot mai accentuate, inclusiv războiul din Ucraina

Creșterea înregistrată în 2021 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat mai mult decât dublu față de anul precedent.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, și generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Încă din luna septembrie 2021, miniștrii energiei și ai transporturilor ai țărilor din Uniunea Europeană au abordat această chestiune într-o reuniune informală a Consiliului. Au avut loc discuții în cadrul diferitelor formațiuni ale Consiliului, cu ocazia cărora miniștrii au convenit asupra necesității urgente de a aborda creșterea prețurilor energiei și de a proceda în mod coordonat, pentru a reduce sarcina financiară cu care se confruntă gospodăriile și întreprinderile care se străduiesc să se redreseze în urma crizei provocate de COVID-19.

Țările UE se angajează să îndeplinească obiectivele Pactului verde european. Tranziția energetică va conduce UE la o dependență mai scăzută de combustibili fosili și la reducerea dependențelor energetice.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

În completare, pe lângă programele și schemele lansate de Guvernul României, acesta instituie o schemă de ajutor de stat transparent, conform prevederilor art. 41 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 al Comisiei din 17 iunie 2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea art. 107 și 108 din tratat, cu modificările și completările ulterioare, bazată pe procedură de ofertare concurențială, pentru sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate, în scopul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie în mixul total de energie, creșterii adecvanței Sistemului Energetic Național și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

În conformitate cu prevederile Planului Național de Redresare și Reziliență (PNRR) aprobat prin Decizia de punere în aplicare a Consiliului din 3 noiembrie 2021 de aprobare a evaluării planului de redresare și reziliență al României, ajutorul acordat în cadrul prezentei scheme vizează doar sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, celelalte tehnologii pentru producerea energiei din surse regenerabile fiind finanțate din Fondul pentru modernizare în perioada 2022-2030 în România, instituit prin art. 10d din Directiva EU 2003/87, revizuită.

Investițiile finanțate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește :

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) 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 adecvanței 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).

România, alături de alte 192 de state, și-a asumat stabilirea cadrului național pentru susținerea Agendei 2030 pentru Dezvoltare Durabilă, care include un set de 17 Obiective de Dezvoltare Durabilă și Agenda de Acțiune de la Addis-Abeba. Planul de acțiune global, pe care România alege să-l susțină în următorii ani, se adresează ameliorării sărăciei, combaterii inegalităților, in justiției sociale și protejării planetei până în anul 2030. Este un plan de acțiune pentru oameni, planetă și prosperitate, prin care se urmărește consolidarea unui climat de siguranță și prosperitate economică.

Localitatea Drobeta-Turnu Severin urmărește dezvoltarea social – economică prin dezvoltarea și implementarea de noi obiective care să propulseze localitatea economic în contextul european.

Prin încurajarea creșterii investițiilor din România, și implicit din zona localității Drobeta-Turnu Severin, rezultă necesitatea implementării obiectivului de investiții aferent prezentului studiu ce contribuie la o dezvoltare durabilă în regiune și îmbunătățirea calității

vieții pentru cetățenii localității Drobeta-Turnu Severin.

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

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

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

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

Plasarea obiectivului de investiții în sud-vestul teritoriului României constituie un avantaj și din punct de vedere energetic, luând în considerare că această zonă este un nod social – economic al României prin apropierea de frontiera țării, dar și de localitățile din vestul țării.

Ținând seama de aspectele prezentate mai sus, este evidentă necesitatea implementării unui proiect în zona localității Drobeta-Turnu Severin, proiect ce ar conduce la dezvoltarea durabilă a zonei descrise.

Principala preocupare în acest moment la nivel european, dar și local este creșterea și dezvoltarea durabilă a localităților, prin utilizarea de surse regenerabile, încurajând sectorul economic al localităților mici și, implicit, reducând impactul asupra mediului, dar și a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivului de investiții prezentat.

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 centrale fotovoltaice, se urmărește acoperirea unei ponderi din consumul anual de energie electrică cu o energie curată, cu impact de mediu nul.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice „*Instalarea a unei Centrale Fotovoltaice în amplasamentul Metabet CF Drobeta-Turnu Severin*”:

- Creșterea capacității nou instalate de producere a energiei din surse regenerabile (solar) pusă în funcțiune și conectată la rețea;
- Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO₂ echivalent;
- Creșterea numărului de locuri de muncă.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- **Indicatorul I.1** = *Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile (solar/eolian) pusă în funcțiune și conectată la rețea, construite prin proiect.*
- **Formula de calcul I.1:** Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.
- **Indicatorul I.2** = *Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră; estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile.*
- **Formula de calcul I.2:** cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂. Se calculează parcurgând următorii pași:
 - 1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile, perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1138 h/an pentru energie solară și 2100 h/an pentru energie eoliană);
 - 2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2020. Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6177 tone CO₂/MWh.
- **Indicatorul I.3** = *Producția brută de energie (primară) din surse regenerabile (eolian și solar)*
- **Metodologie de calcul:** Producția de energie din surse regenerabile (eolian și solar) conform capacității instalate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistrați și statistici oficiale.
- **Indicatorul I.4** = *Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (eolian și solar)*
- **Formula de calcul I.4:** Producția anuală de energie electrică, durata de analiză (20 de ani).

2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1,36 kW/m². 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 ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ 1,75 x

105 TW. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 105$ TW lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh).

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.300 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. fig. 2.2). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

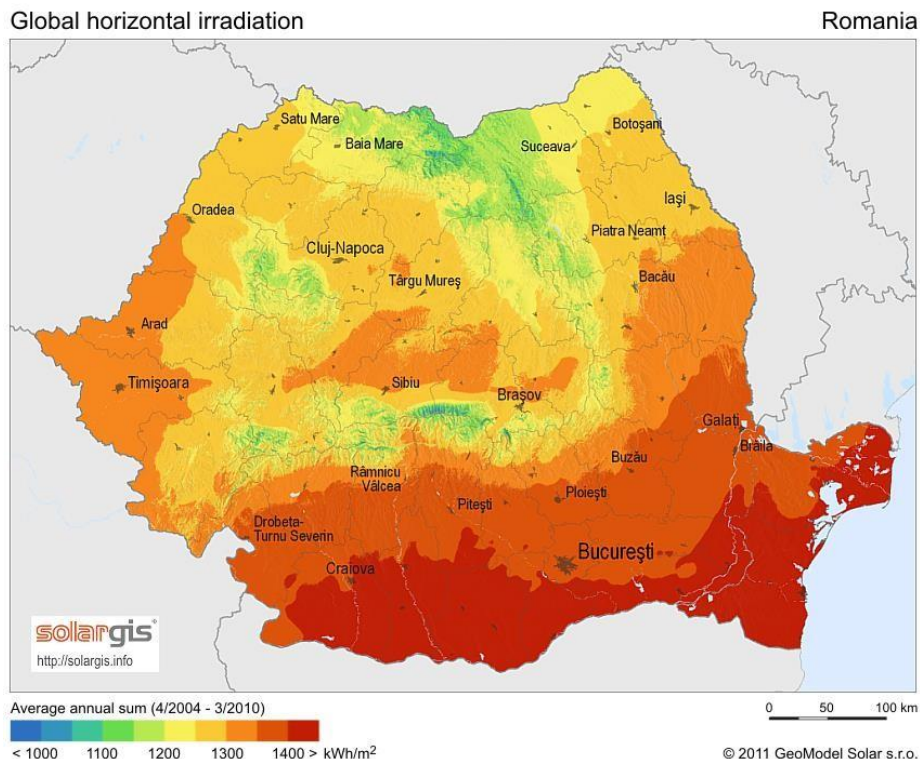


Fig. 2.2 – Harta României privind Potențialul Solar

Implementarea sistemelor fotovoltaice de producere a energiei electrice aduce două categorii de beneficii. În primul rând, este generată o scădere a facturii cu energia electrică, prin auto-furnizarea unei ponderi din totalul de energie electrică necesară. În al doilea rând, este generată o reducere proporțională a amprente de Dioxid de Carbon.

Pentru a determina producția prognozată, pentru fiecare punct de consum în parte, se poate aplica relația de calcul:

$$W_{produs}^{lunar} = A \cdot \eta_n \cdot I_m \cdot n_{zile} \cdot C_p \left[\frac{kWh}{lună} \right]$$

unde:

$A [m^2]$ – suprafața totală a instalației PV;

$\eta_n [-]$ – randamentul nominal al panourilor PV;

$I_m \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot zi} \right]$ – iradianța medie zilnică lunară, determinată cu ajutorul software-ului RetScreen;

n_{zile} [–] – numărul de zile din lună;

C_p [–] – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

- 1 Pierderi de inverter ($\Delta P_{inverter}$) – între 4% și 10%;
- 2 Pierderi la nivelul celulelor fotovoltaice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- 3 Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- 4 Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%;
- 5 Pierderi datorate umbririi ($\Delta P_{umbră}$) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte, țin seama de gradul de zile însorite;
- 6 Pierderi datorate funcționării invertoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{min,inverter}$) – între 3% și 7%;
- 7 Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotovoltaice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{acoperire}$) – cca. 2%;
- 8 Alte pierderi de putere și energie, necuantificabile.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m², 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 fotovoltaice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul Studiului, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH. Pentru analiza s-a luat în considerare anul 2019 (acesta fiind anul cu cele mai recente valori relevante puse la dispoziție de Comisia Europeană).

Așa cum se poate observa în fig. 2.3, nivelul mediu al iradiației solare are valori cuprinse între 26,32 kWh/m² în luna noiembrie și 212,01 kWh/m² în luna iulie.

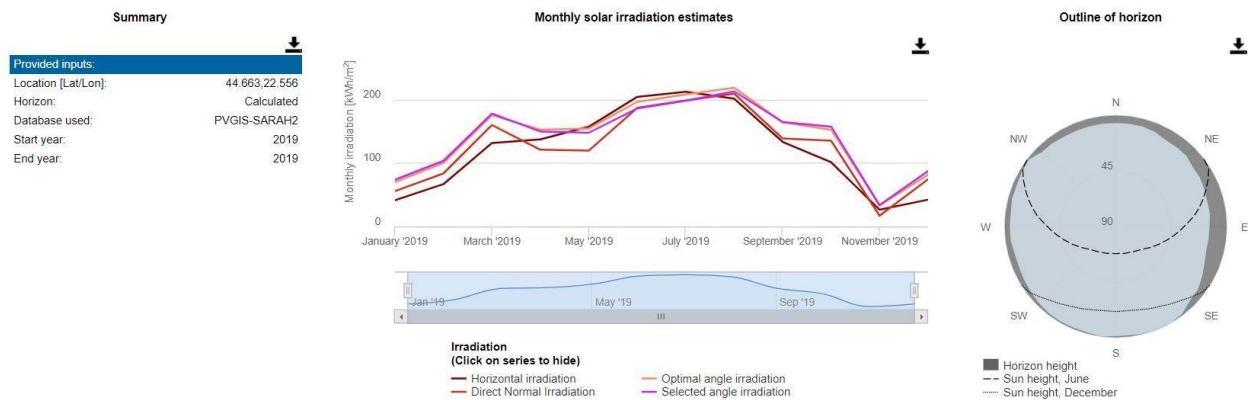


Fig. 2.3 Iradianța medie lunară – Amplasament

Potențialul solar disponibil în amplasamentul Metabet CF Drobeta-Turnu Severin este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul unei centrale fotovoltaice, iar eficiența tehnică și financiară a acestuia va fi direct dependentă de randamentul real al centralei fotovoltaice.

Se va prezenta, din punct de vedere tehnic, modul de echipare al Centralei Fotovoltaice dezvoltată în amplasamentul Metabet CF Drobeta-Turnu Severin.

În vederea întocmirii listei de variante tehnic fezabile s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de fotovoltaice și de conversie (invertoare) ce au un potențial comercial ridicat (raport calitate-cost optim).

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:

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

CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin se dorește a se amplasa pe proprietatea S.C. Metabet CF S.A. din Orașul Drobeta Turnu Severin, în localitatea componentă Gura Văii, aflată pe malul Dunării și traversată de drumul european E70 – Calea Timișoarei. Proprietatea este situată pe faleză Dunării în dreptul insulei Golul Banului aflată pe mijlocul cursului fluviului și are următoarele delimitări geografice:

- De la NE la SE, Dealul Ogălnicului delimitarea fiind făcută de drumul E70
- La N de continuarea Zonei industriale Gura Văii
- De la NV la S Fluviul Dunărea

Suprafața totală este, conform CF, de aproximativ 6138 m².

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

Proprietatea se află la 9,5 km de centrul orașului Drobeta Turnu Severin și la 100m de E70. În fig. 3.1 se regăsește imaginea din satelit a clădirilor pe care se dorește a se realiza centrala fotovoltaica CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin.

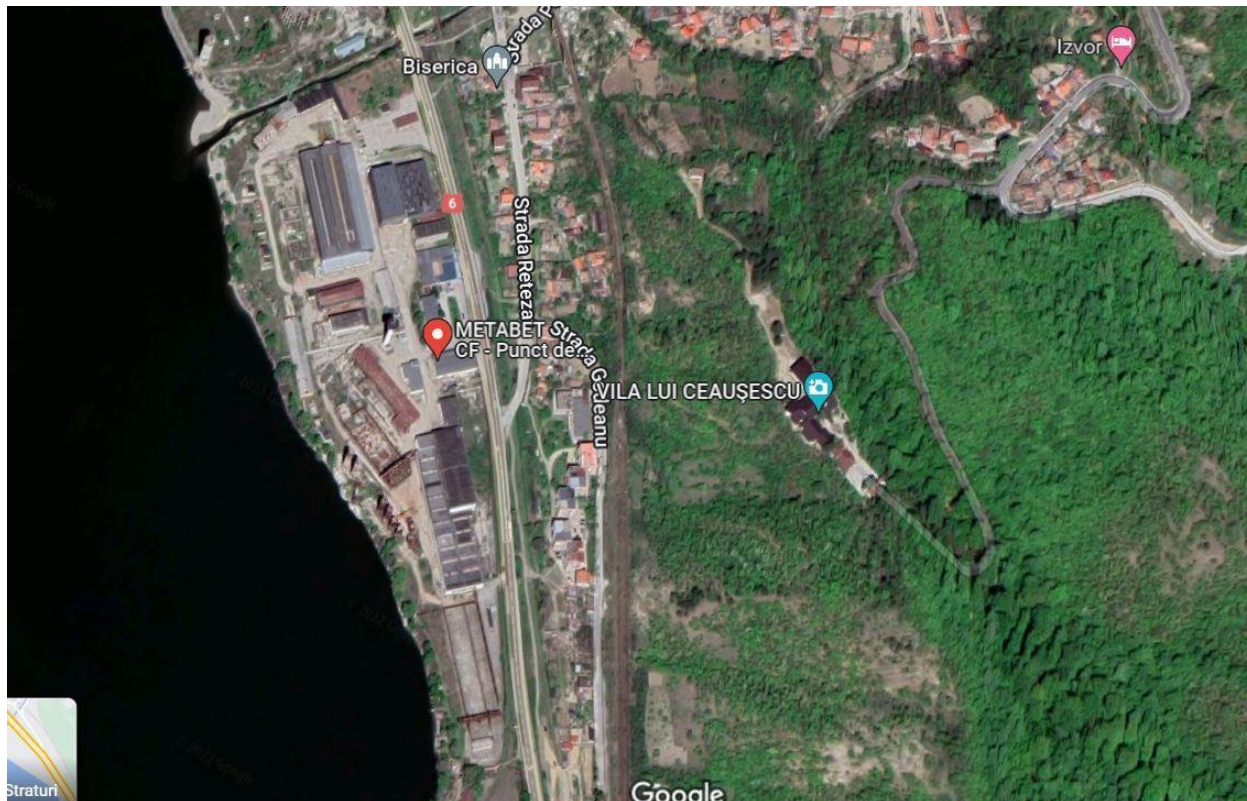


Fig. 3.1 – Proprietatea Metabet CF Drobeta-Turnu Severin

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

Panourile fotovoltaice vor fi orientate către Est și Vest pentru a putea capta o irradiație crescută pe tot parcursul anului.

d) surse de poluare existente în zonă

Dezvoltarea economică și industrială a orașului are un impact notabil asupra mediului din oraș și vecinătatea acestuia. Emisiile de poluanți atmosferici provin din majoritatea activităților industriale și sociale, reprezentând un risc real pentru ecosisteme și sănătatea populației.

Având în vedere nivelul de dezvoltare industrială a zonei, poziția geografică și relieful (depresiunea subcarpatică a Topolniței înconjurată de o centură de culmi care ajung la 300 - 400 m înălțime), putem afirma că rolul hotărâtor în evoluția calității aerului în județul Mehedinți este deținut de factorii meteorologici. Sursele de emisie în atmosferă a particulelor în suspensie pot fi: surse naturale și surse antropice precum procesele de producție din industria chimică, haldele și depozitele de deșuri industriale și municipale, sistemele de încălzire centralizate și individuale (îndeosebi cele care utilizează combustibili solizi), transportul rutier.

Deși obiectivul de investiție urmează să fie implementat în Drobeta-Turnu Severin, unde există surse de poluare atmosferică ce pot afecta productivitatea sistemului fotovoltaic, prin depunerea de praf și smog, Beneficiarul va proceda la efectuarea de mentenanță preventivă în funcție de necesitate.

e) date climatice și particularități de relief

Zona în care se găsește Drobeta Turnu Severin se înfățișează sub forma unui amfiteatru dispus în trepte ce coboară dinspre N-NV spre S-SE, de la munți la câmpie. Treapta montană, situată în partea de V și NV a județului, flanchează Cerna și malul stâng al Dunării. Este reprezentată de Munții Mehedinți (vârful lui Stan-1466 m, altitudinea maximă a județului, se remarcă printr-o mulțime de forme carstice) și de Munții Almaș cu multe culmi domoale complet împădurite. Coborând spre Dunăre, județul se întinde pe Podișul Mehedinți și Getic, iar în S-E pe Câmpia Olteniei și Lunca Dunării. Astfel diferența de nivel este de 1400 m.

Planul orașului este un dreptunghi cu latura mare de la est spre vest, dispus pe un platou ușor înclinat, de la nord spre sud. În punctul cel mai înalt din oraș, altitudinea este 104 m, iar punctul cel mai de jos se află situat lângă gară, unde altitudinea este de 48,75m fata de nivelul mării. Acest platou ușor înclinat spre Dunăre a permis atât scurgerea rapidă a apei de ploaie și realizarea unei bune canalizări, cât și o sistematizare ordonată și estetică a orașului, cu străzi largi și drepte ce se intersectează în unghi de 90°.

Severinul este înconjurat de o centură de dealuri, dintre care se remarcă Dealul Balota, spre est, înalt de 368 m.

În zonă au o largă extindere depozitele sedimentare de vârstă mezozoică, multe dintre ele fiind formate din roci calcaroase ce dau un peisaj carstic deosebit. Subsolul Severinului conține granit, gresie, piatră de var și serpentină. La intrarea în schela Cladovei există izvoare de ape minerale sulfuroase.

Climă temperat-continentală, moderată, cu unele influențe mediteraneene, cu ierni blânde (temp. medie a lunii ian. oscilează între -1°C și -4°C, mai coborâtă pe crestele montane, până la -6°C, iar începând din luna febr., temp. sunt pozitive până pe la sf. lunii nov.) și veri călduroase și secetoase. Temp. medie anuală variază între 4°C în zonele montane și 10-11°C în restul teritoriului. Temp. max. absolută (43,5°C) s-a înregistrat la Strehaia (aug. 1946), iar temp. minimă absolută (-33°C), tot la Strehaia (ian. 1907), rezultând o amplitudine a temp. extreme de 76,5°C – mult mai mică decât în celelalte județe ale țării, datorită influențelor mediteraneene, care determină ca iernile să fie mai blânde (jud. Mehedinți se află pe locul 3 pe țară din punct de vedere al amplitudinii temp. extreme, după jud. Caraș-Severin și Constanța). Cantitățile medii anuale de precipitații însumează 500-600 mm în zona de câmpie, 800-950 mm în reg. piemontane și de podiș și 1 200 mm pe înălțimile montane, cele mai mari valori înregistrându-se în lunile mai-iunie și oct.-nov. Regimul eolian se caracterizează prin vânturi predominante dinspre V (canalizate pe văile Dunării, Cernei ș.a.) și NV, care bat cu o frecvență de 12-13%, cu viteze medii la 4,5-6,0 m/s.

În zona localității Drobeta - Turnu Severin se înregistrează temperaturi medii cuprinse între -1°C și 30°C , așa cum se poate observa în fig. 3.2.

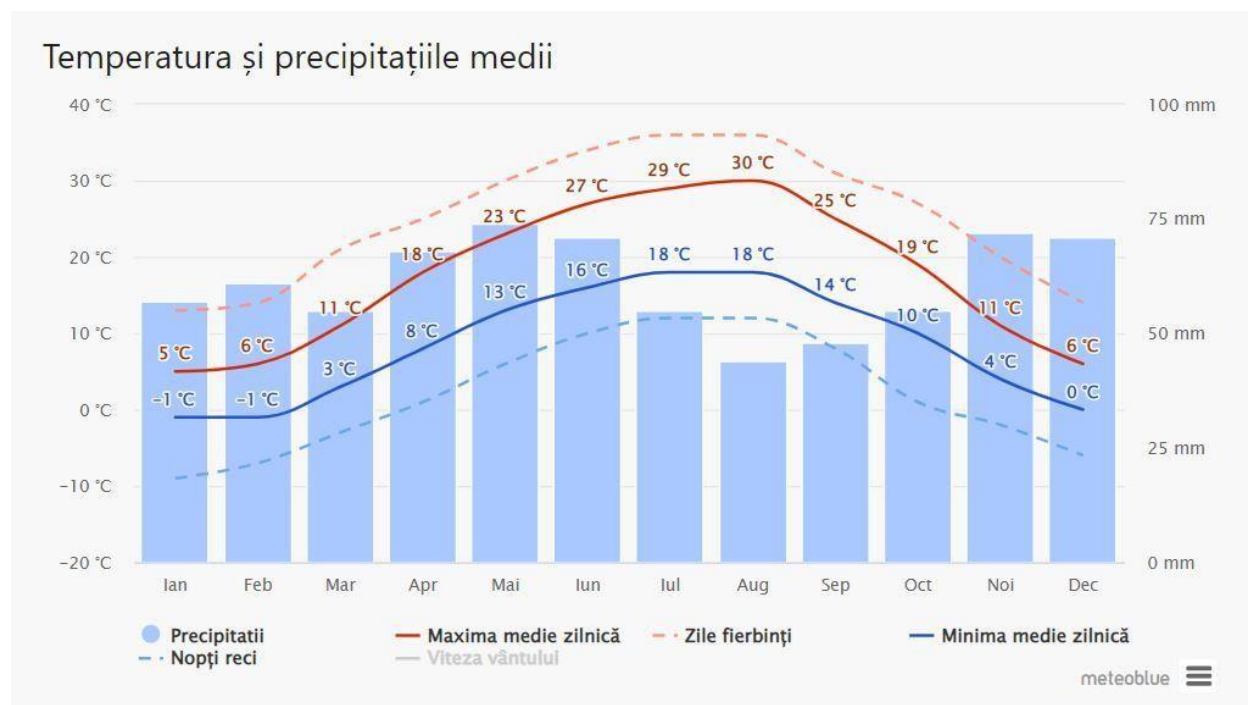


Fig. 3.2 – Particularitățile climatice ale amplasamentului

În fig. 3.2 s-au folosit următoarele notații:

- "*Maxima medie zilnică*" (linia roșie continuă) arată temperatura maximă medie a unei zile pentru fiecare lună,
- "*Minima medie zilnică*" (linia albastră continuă) arată media temperaturii minime,
- Zilele calde și nopțile reci (liniile punctate albastre și roșii) arată media celei mai calde zile și a celei mai reci nopți ale fiecărei luni din ultimii 30 de ani.

În fig. 3.3 este prezentată diagrama temperaturilor maxime la nivelul localității Drobeta-Turnu Severin din județul Mehedinți. În figura numărul 3.3 se afișează câte zile pe lună se ating anumite temperaturi.

Temperaturi maxime

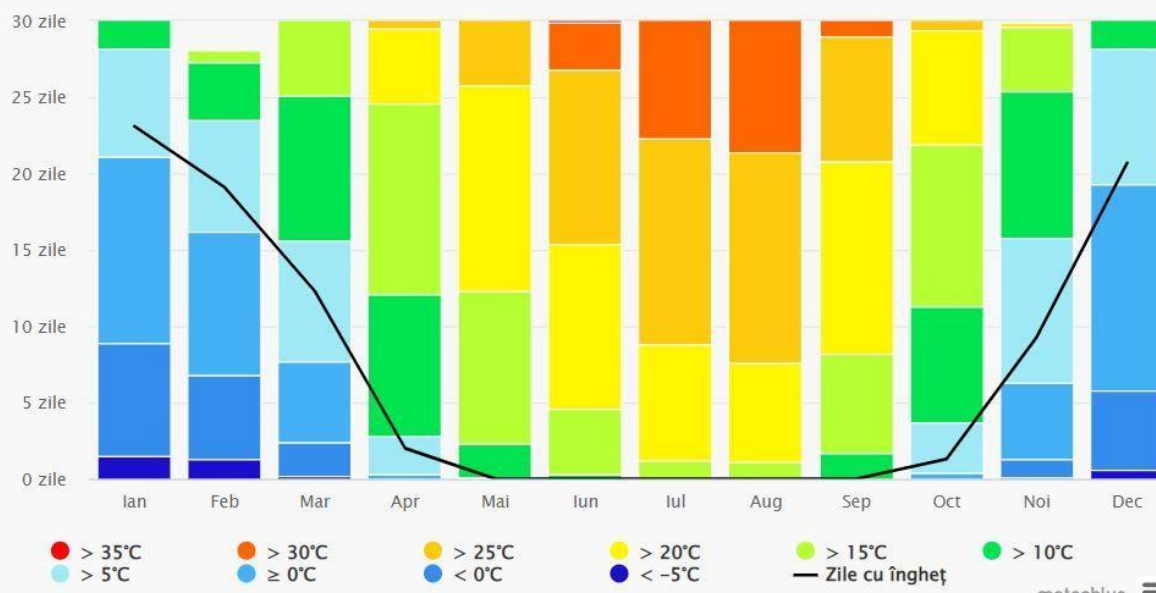


Figura 3.3 Diagrama temperaturii maxime la nivelul localității Drobeta-Turnu Severin

f) existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate – nu este cazul;
- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
- existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție – nu este cazul;
- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – nu este cazul;

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic – nu este cazul.

3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC

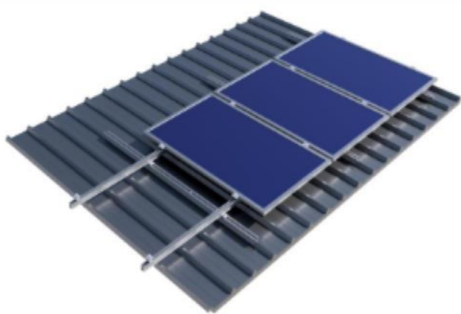
Ținând seama de randamentele nominale ale diverselor tehnologii de conversie dar și de prețurile din piața la momentul realizării prezentei lucrări, se recomandă a fi considerate pentru analiza module fotovoltaice monocristaline.

În cadrul prezentului studiu au fost considerate trei variante tehnice după cum urmează:

- **Scenariul 1 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 455 Wp (CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin – 360 kW);**
- **Scenariul 2 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 550 Wp (CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin – 316,800 kW);**
- **SCENARIUL 3 – Centrală ciclu combinat avansat de 360 kWe pe gaze naturale.**

Pentru scenariile 1 și 2 se descriu următoarele:

- Invertorul convertește energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în tablou electric general al Beneficiarului.
- Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, în sens invers, dacă va fi nevoie, consumul pe timp de noapte fiind de 1 W.
- Invertorul va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.).
- Având gradul de protecție IP66 acesta se vor monta în mediul exterior, pe suporturi metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice.
- Invertorul va avea un display cu indicatoare LED. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la Smart Power Meter amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului NetEco.



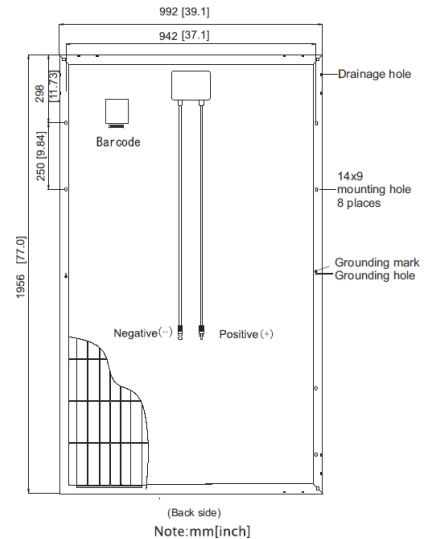
- Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică de aluminiu, proiectată pentru centrale fotovoltaice cu fixare pe înclinate de tip industrial. Așezarea câmpului de panouri fotovoltaice va ține cont de geometria acoperișului -> orientarea față de axa N-S și înclinarea acestuia

Între panouri se va lăsa un rost de 20 mm, 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.

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

- A) Curent continuu – se propun cabluri solare de 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.
- B) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;
- C) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.



Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertore și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertore și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertore.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-IP 30/2004).

La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

Conform normativului 1RE-IP 30/2004 instalația de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (R_d) va fi:

- De maxim 1 Ω în cazul în care la priza de pământ se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice
- Mai mică sau cel mult egală cu 4 Ω dacă la priza de pământ nu se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1RE-IP 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un

contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

3.2.1. SCENARIUL 1. – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 455 Wp (total putere instalată 360 kW)

În cazul scenariului 1 se consideră o putere instalată totală de 360 kW. CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin va avea un număr de 879 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 23.5 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 455 Wp, cu un randament nominal de 20,9%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 455 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144	-
Dimensiuni	2094 x 1038 x 35	mm
Greutate	23,5	kg
Module PV per palet	30	Buc.
Module PV per container	660	Buc.
Putere nominală (Pmax)	455	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	41,7	V
Intensitate curent de operare (Imp)	10,92	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	49,5	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	11,66	A
Eficiență modul	20,9	%
Temperaturi de exploatare	-40 – +85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	20	A
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 kW (3 bucăți), respectiv 60 kW (1 bucata), cu un randament minim de 98,4% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.1 respectiv 3.2.2.

Tabelul 3.2.1 – 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.	-
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)	8	W

Tabelul 3.2.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 60 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	60	kW
Putere nominală aparentă (AC)	66	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	95,3	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1075 x 555 x 300	mm
Greutate	74	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – +60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici, urmand inclinarea acoperisului de 15°.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.4.1 și Fig. 3.4.2 și în Tabelul 3.3.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

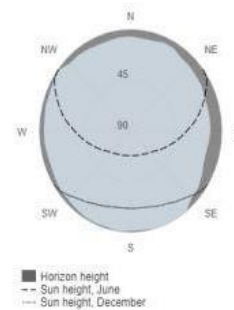
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 44.664,22.555
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 360 kWp
 System loss: 10 %

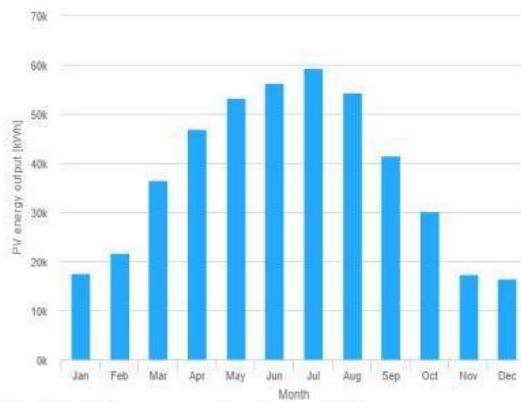
Simulation outputs

Slope angle: 15 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 451965.71 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 1551.71 kWh/m²
 Year-to-year variability: 22913.06 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.04 %
 Spectral effects: 0.96 %
 Temperature and low irradiance: -8.16 %
 Total loss: -19.09 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

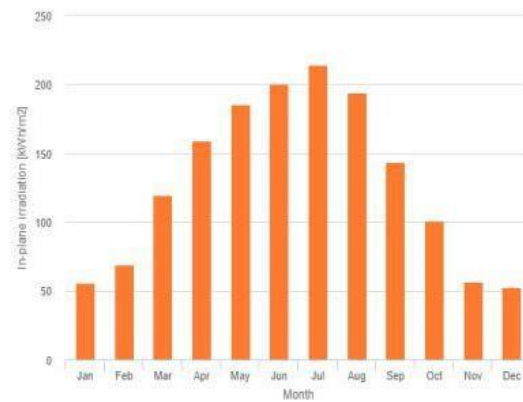


Fig. 3.4.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 455 Wp + invertor 100 kWp, respectiv 60 kWp pentru CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin

Tabelul 3.3 – Producția Sistemului PV Metabet CF Drobeta-Turnu Severin – module 455 Wp + invertoare 100 kWp, respectiv 60 kWp

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	17,708
Februarie	21,832
Martie	36,586
Aprilie	46,877
Mai	53,340
Iunie	56,330
Iulie	59,329
August	54,382
Septembrie	41,460
Octombrie	30,287
Noiembrie	17,394
Decembrie	16,437
TOTAL	451,965

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați sunt:

- **Indicatorul I.1** = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile (solar) pusă în funcțiune și conectată la rețea, construită prin proiect: **360 kW CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin**
- **Indicatorul I.2** = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră estimată este: producția de energie electrică 451,965 MWh/an * 0,6177 tone CO₂/MWh = **279,18 tone CO₂/an**
- **Indicatorul I.3** = Producția brută de energie (primară) din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: **451,965 MWh/an**. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de **1255 ore/an**
- **Indicatorul I.4** = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: **9.039,30 MWh/20 ani**.

3.2.2. SCENARIUL 2 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 550 Wp (total putere instalată 316,800 kWp)

Folosind aceeași suprafață a acoperisului – 6138 m², pentru scenariul 2 se va lua în considerare instalarea unui sistem fotovoltaic, cu puterea nominală a modulelor PV de 550 Wp, rezultând astfel o putere instalată totală de 316,800 kWp.

CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin va avea un număr de 576 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2256 x 1133 x 35 mm și o greutate de aproximativ 27.2 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 550 Wp, cu un randament nominal de 21,5%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.4.

Tabelul 3.4 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 550 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 (24x6)	-
Dimensiuni	2256 x 1133 x 35	mm
Greutate	27,2	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	620	Buc.
Putere nominală (Pmax)	550	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	41,95	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13,12	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	49,8	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	13,98	A
Eficiență modul	21,5	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
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 (3 bucăți), cu un randament minim de 98,4% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.5.

Tabelul Error! No text of specified style in document..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.	-
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)	8	W

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici, urmand inclinarea acoperisului de 6°.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.5.1 si Fig. 3.5.2 și în Tabelul 3.6.

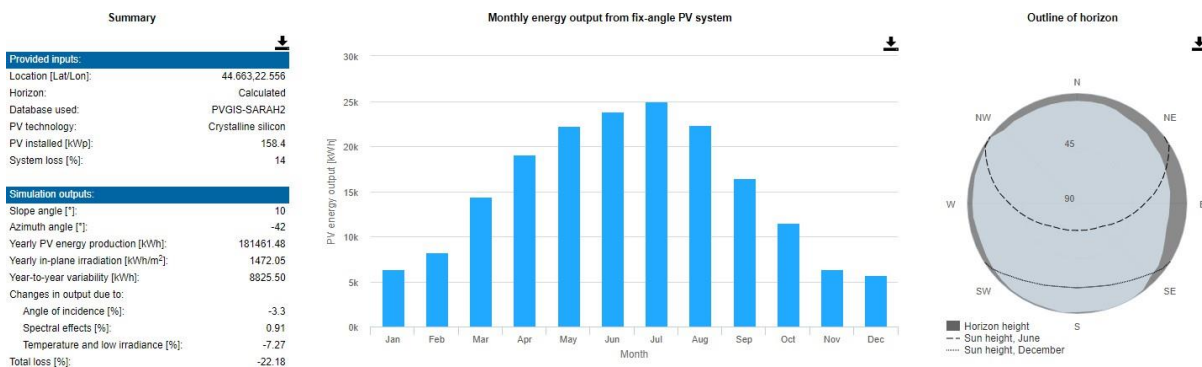


Fig. 3.5.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 550 Wp + invertoare 100 kWp pentru CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin- zona de S-E

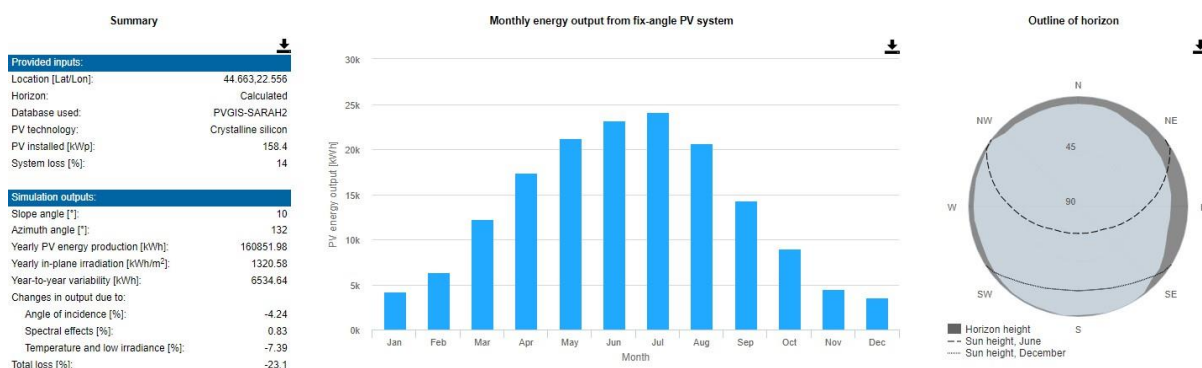


Fig. 3.5.2 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 550 Wp + invertoare 100 kWp pentru CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin - zona de S-V

Tabelul 3.6 – Producția Sistemului PV Metabet CF Drobeta-Turnu Severin – module 550 Wp + invertoare 100 kWp

Luna	CEF Zona S-E	CEF Zona S-V	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	6,373	4,244	10,617
Februarie	8,186	6,360	14,546
Martie	14,393	12,225	26,618
Aprilie	19,062	17,398	36,460
Mai	22,269	21,252	43,521
Iunie	23,850	23,199	47,049
Iulie	24,991	24,136	49,127
August	22,321	20,664	42,985
Septembrie	16,469	14,309	30,778
Octombrie	11,504	8,984	20,488
Noiembrie	6,316	4,511	10,827
Decembrie	5,728	3,569	9,297
TOTAL	181,461	160,852	342,313

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați sunt:

- **Indicatorul I.1** = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile (solar) pusă în funcțiune și conectată la rețea, construite prin proiect: **316,800 kW CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin**
- **Indicatorul I.2** = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră estimată este: producția de energie electrică 342,313 MWh/an * 0,6177 tone CO₂/MWh = **211,45 tone CO₂/an**
- **Indicatorul I.3** = Producția brută de energie (primară) din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: **342,313 MWh/an**

- **Indicatorul I.4** = *Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 6.846,26 MWh/20 ani.*

3.2.3. SCENARIUL 3 – CENTRALĂ CICLU COMBINAT AVANSAT DE 360 kW_e PE GAZE NATURALE

Scenariul 3 este reprezentat de o centrală cu ciclu combinat avansat de 360 kW_e pe gaze naturale.

Schema tehnică a echipamentelor necesare este prezentată în Figura 3.9.

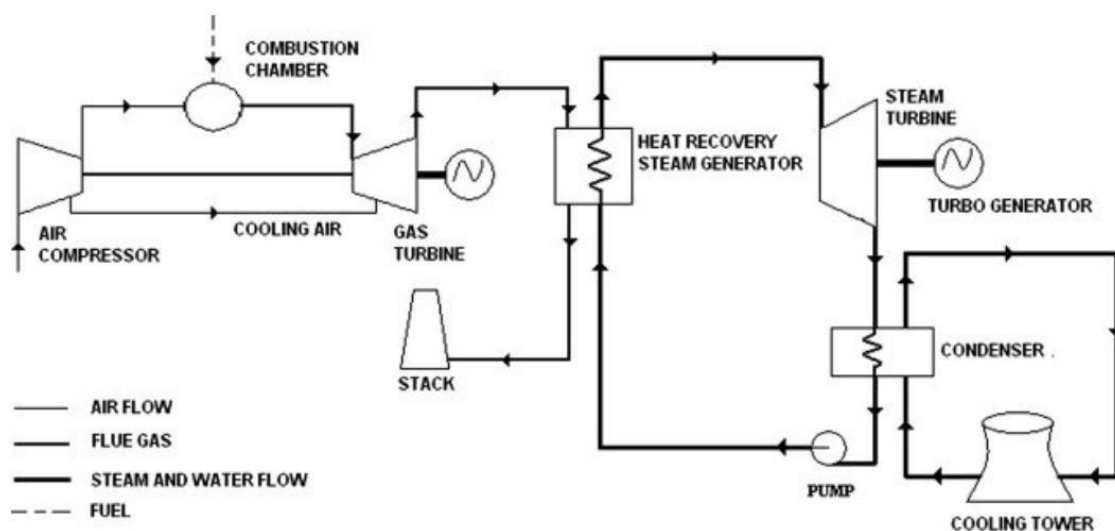


Figura 3.9 – Schema unui ciclu combinat avansat pe gaze naturale pentru producere energie electrică

Pentru echivalarea scenariilor analizate, se va considera că ciclul combinat va produce exact aceeași cantitate de energie electrică pe care o produce parcul fotovoltaic, destinată vânzării care face obiectul acestui Studiu. Conform sursei Technology pathways in decarbonization scenarios ASSET (2018), randamentul unui astfel de ciclu poate fi considerat 60%. Pentru a produce aceeași cantitate de energie electrică pe care o produce parcul fotovoltaic în primul an de funcționare (adică 477,411 MWh/an), cantitatea anuală de gaz natural consumat va fi de 857,98 MWh/an. Cantitățile anuale de gaz natural consumate de către ciclul combinat în cei 20 de ani de analiză (în ipotezele deja considerate și prezentate), se regăsesc în Tabelul 3.8.

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7
Consum gaze naturale [MWh/an]	857,98	828,30	827,80	826,64	826,15	825,66	825,17

Anul de funcționare	8	9	10	11	12	13	14
Consum gaze naturale [MWh/an]	824,02	823,54	823,06	822,32	821,45	820,98	820,51

Anul de funcționare	15	16	17	18	19	20
Consum gaze naturale [MWh/an]	819,38	818,92	818,46	817,34	816,89	816,44

Tabelul 3.9 – Consumuri anuale de gaze naturale pe durata de studiu (considerarea la producerea

aceleiași cantități de energie electrică ca la scenariul 1)

3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI:

Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investiție întocmit la faza Studiu de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG nr. 907 /2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor / proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

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

Scenariul 1

Deviz general centralizator Scenariul 1 – (Anexa 3)

Devize pe obiecte Scenariul 1 - (Anexa 4)

Scenariul 2

Deviz general centralizator Scenariul 2 – (Anexa 5)

Devize pe obiecte Scenariul 2 - (Anexa 6)

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

Pentru scenariul 1, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (Euro/an) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Tabelul 3.7 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru parc fotovoltaic de 360 kWp

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.000,00	4.080,00	4.161,60	4.244,83	4.329,73	4.416,32	4.504,65

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	4.594,74	4.686,64	4.780,37	4.875,98	4.973,50	5.072,97	5.174,43	5.277,92	5.383,47	5.491,14

Pentru scenariul 2, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (Euro/an) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Tabelul 3.8 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru parc fotovoltaic de 316,800 kWp

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	3.200,00	3.200,00	3.200,00	3.200,00	3.264,00	3.329,28	3.395,87	3.463,78	3.533,06	3.603,72

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	3.675,79	3.749,31	3.824,30	3.900,78	3.978,80	4.058,37	4.139,54	4.222,33	4.306,78	4.392,91

Aceste cheltuieli cuprind operarea parcului, mentenanța, asigurările și orice alte cheltuială prilejuită de funcționarea acestei centrale fotovoltaice.

Pentru **scenariul 3**, funcționarea unui ciclu combinat induce cheltuieli cu gazul natural care este achiziționat de pe piață.

Pentru calculele din acest studiu, având în vedere contextul politic și evoluția prețului gazului natural, se va folosi un preț al gazului de aproximativ 100 euro/MWh.

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale cu Combustibilul [mil.euro/an]	0,086	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,082	0,082	0,082

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale cu Combustibilul [mil.euro/an]	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082

Tabelul 3.12 – Cheltuieli anuale cu combustibilul pentru ciclul combinat de 360 kWe

Cheltuielile anuale cu combustibilul vor reprezenta 80% din cheltuielile totale anuale ale centralei cu ciclu combinat. Această valoare provine din experiența de exploatare a echipamentelor similare din alte centrale de producere a energiei electrice și termice. Pentru centrala care va funcționa în scenariul 3, cheltuielile anuale de funcționare (mil.Euro/an) vor fi:

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de Funcționare [mil.euro/an]	0,107	0,104	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [mil.euro/an]	0,103	0,103	0,103	0,103	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102

Tabelul 3.13 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru ciclul combinat de 360 kWe

3.4. STUDII DE SPECIALITATE, IN FUNCTIE DE CATEGORIA SI CLASA DE IMPORTANTA A CONSTRUCTIILOR, după caz:

- studiu topografic

Beneficiarul este în curs de a realiza studiul topografic.

- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitatea terenului

Nu este necesar.

- studiu hidrologic, hidrogeologic

Nu este necesar.

- 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.

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

Nu este cazul.

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

Nu este cazul.

- studiu privind valoarea resursei culturale

Nu este cazul.

- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

Nu este cazul.

3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI

Graficul orientativ de realizare a investiției este cel prezentat în Anexa 7.

4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUSE(E)

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ

Având în vedere evoluția pieței de energie electrică, a strategiei energetice a României, Metabet CF SA urmează să implementeze un proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în localitatea Drobeta-Turnu Severin. Având la dispoziție un

acoperiș cu o suprafață de aproximativ 6138 m², compania dorește optimizarea la maxim a acestei suprafețe.

Astfel, ca urmare a posibilității accesării sprijinului financiar în cadrul Planul Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie – Măsura de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile, Metabet CF SA dorește implementarea unui parc fotovoltaic, iar conform Ghidului acestui program perioada de referință este de 20 ani.

4.2. ANALIZA VULNERABILITATILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI SI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBARI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTITIA

Riscurile se pot clasifica în funcție de cauză (naturale sau antropice), fie după modul de manifestare (lente sau rapide).

Construcția poate fi afectată de următoarele riscuri naturale:

- cutremure
- alunecări de teren → risc redus.
- inundații → risc redus, clădirea pe care urmează să fie implementat proiectul nu se află în zone inundabile;
- fenomene meteorologice extreme (ninsori abundente, vânt puternic) → risc redus, eventualele pagube din cauza acestor fenomene vor avea impact minim asupra panourilor fotovoltaice; măsurile de reducere a riscurilor: montajul structurii se face conform detaliilor de producător ce va preveni colapsarea panourilor din cauza vântului puternic.

Construcția poate fi afectată de următoarele riscuri antropice:

- riscuri tehnologice
 - Incendii → risc redus, nu sunt surse potențiale de incendiu;
 - Antiefracție → risc mediu, clădirea este împrejmuirea, are sistem de securitate și camere video.
- riscuri financiare
 - lipsa finanțării corespunzătoare pentru efectuarea lucrărilor de mentenanță în timp → risc redus, în analiza s-a avut în vedere acest cost.

4.3. SITUAȚIA UTILITATILOR SI ANALIZA DE CONSUM:

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

Nu este cazul.

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Nu este cazul.

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

a) 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, pe de o parte, scăderea impactului asupra mediului global pe care Metabet CF SA îl are, la nivel național, iar pe de altă parte optimizarea performanțelor financiare.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul Metabet CF SA în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea companiei.

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, Metabet CF SA va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

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

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

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

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, centrala fotovoltaică se va instala pe acoperișul unei clădiri existente.

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

Nu este cazul.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume.

Reiterând cele menționate în capitolele anterioare, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, dar totuși, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Creșterea înregistrată în 2021 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat mai mult decât dublu față de anul precedent.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, și generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

Iar prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, se urmărește creșterea performanțelor financiare ale Metabet CF SA, cât și reducerea impactului asupra mediului.

4.6. ANALIZA FINANCIARA, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANTA FINANCIARA: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATA NETA, RATA INTERNA DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARA

4.6.1. METODOLOGIE

Analiza financiară s-a realizat pe baza ghidurilor, 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 ”*Centrală fotovoltaică în amplasamentul Metabet CF Drobeta-Turnu Severin*” 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 20 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.

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 Tuturor 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.

4.6.2. COSTURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

Costurile financiare sunt formate din costuri de investiție și costuri de exploatare și mentenanță. Costurile de investiție, prezentate în cadrul Capitolului 3, sunt reiterate, sintetizat, în Tabelul 4.1.

Tabelul 4.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost Euro	Cost RON
1	324.165,11	1.614.342,25
2	285.890,62	1.423.735,29
3	327.954,90	1.633.215,404

Din punct de vedere al costurilor de operare și mentenanță, necesarul pentru acestea au fost estimate în capitolele anterioare.

Pentru centralele fotovoltaice, 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. Pentru centralele cu ciclu combinat, mentenanța periodică (preventivă) ce constă în verificarea echipamentelor principale (turbină gaz, turbină abur, compresor gaz, cazan recuperator, degazor, tur răcire și generator) cât și a echipamentelor secundare (conducte gaz, conducte abur, supape de siguranță etc.). Totodată se fac zilnic teste chimice ale agentului primar (apa/abur) pentru turbina pe abur (conform standardelor de exploatare) și se impune supraveghere permanentă 24h/24 de către un fochist/automatist. Pentru mentenanța corectivă, dacă un echipament se defectează se oprește toată instalația. Acestea sunt prezentate, sintetizat, în Tabelul 4.2.

Tabelul 4.2 - Costurile de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost Euro / an	Cost RON / an
1	4.000	19.920
2	3.200	15.936
3	107.000	532.860

Se poate observa că, în scenariul 1, costurile de exploatare și mentenanță se ridică la valoarea, de 4.000 EUR/an, respectiv 19.920 RON/an, în scenariul 2, costurile se ridică la 3.200 Euro/an, respectiv 15.936 RON/an, iar în scenariul 3, costurile ajung la 107.000 Euro/an. Aceste diferențe se datorează utilizării gazului natural în varianta a 3-a, dar și din punct de vedere al implicațiilor privind mentenanța sistemelor fotovoltaice..

4.6.3. VENITURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

În urma implementării proiectului, efectul pozitiv al acestuia este reprezentat de obținerea unor venituri financiare. Așa cum a fost prezentat anterior, prin realizarea investiției sunt așteptate obținerea unor venituri financiare pentru Metabet CF SA, prin vânzarea de energie electrică produsă de CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin, pe piețele de energie electrică de la nivelul României către Sistemul Electroenergetic Național.

Ținând cont de producția de energie electrică estimată a se realiza, se preconizează că se vor obține următoarele beneficii prin implementarea proiectului, prezentate în Tabelul 4.3.

Pentru acest studiu s-a considerat un pret mediu al energiei electrice de 111,41 euro/MWh (549,52 lei/MWh); acesta fiind pretul mediu de pe PZU din anul 2021, conform raportului OPCOM.

Tabelul 4.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii EUR	Beneficii RON
1	50.353,42	250.760,03
2	38.137,09	189.922,71
3	50.353,42	250.760,03

4.6.4 INDICATORII FINANCIARI AI SCENARIILOR

După compararea costurilor totale de investiție, costurilor totale de operare și a beneficiilor totale, următoarea etapă a analizei financiare constă în calcularea indicatorilor rentabilității financiare a capitalului investit și a sustenabilității financiare a fondurilor din cadrul proiectelor.

Pentru evaluarea indicatorilor financiari s-au folosit următoarele ipoteze de calcul:

- TVA-ul aferent investiției nu a fost luat în calcul;
- Rata de actualizare pentru scenariul în care investiția se realizează cu atragerea finanțării nerambursabile în cuantum de 100% din valoarea cheltuielilor eligibile, a fost considerată ca fiind 5%/an;
- Rata de schimb valutar – 4,98 RON/EUR (curs Ghid).

Indicatorii financiari ai investiției sunt calculați pe baza următoarelor elemente:

- Costul investiției
- Rata de actualizare
- Perioada de referință
- Preturi utilizate
- Venituri și cheltuieli.

Pentru calcularea indicatorilor financiari ai capitalului au fost luate în considerare fluxurile financiare de venituri și cheltuieli.

Tabelul 4.4 Rezultatele analizelor tehnico-economice sunt prezentate în Euro pentru scenariul 1

Anul	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5	6
Costul de investiție - C _i [EUR]	(324.165,11)	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]		(4.000,00)	(4.000,00)	(4.000,00)	(4.000,00)	(4.080,00)	(4.161,60)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	-	50.353,42	49.346,35	48.359,43	47.392,24	46.444,39	45.515,50
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(324.165,11)	46.353,42	45.346,35	44.359,43	43.392,24	42.364,39	41.353,90
Cashflow cumulat	(324.165,11)	(277.811,69)	(232.465,34)	(188.105,91)	(144.713,68)	(102.349,28)	(60.995,38)
Breake even point	(1,00)	(0,86)	(0,72)	(0,58)	(0,45)	(0,32)	(0,19)
Factor de actualizare - F _{act}	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(324.165,11)	44.146,11	41.130,48	38.319,34	35.698,90	33.193,61	30.858,92
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _C [EUR]	(324.165,11)	(280.019,00)	(238.888,52)	(200.569,18)	(164.870,28)	(131.676,67)	(100.817,75)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(324.165,11)	(3.808,00)	(3.628,00)	(3.456,00)	(3.292,00)	(3.198,72)	(3.104,55)

Anul	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Anul din DNF	7	8	9	10	11	12	13
Costul de investiție - C _i [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]	(4.244,83)	(4.329,73)	(4.416,32)	(4.504,65)	(4.594,74)	(4.686,64)	(4.780,37)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	44.605,19	43.713,09	42.838,83	41.982,05	41.142,41	40.319,56	39.513,17
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	40.360,36	39.383,36	38.422,51	37.477,40	36.547,67	35.632,93	34.732,80
Cashflow cumulat	(20.635,02)	18.748,34	57.170,85	94.648,25	131.195,92	166.828,84	201.561,65
Breake even point	(0,06)	0,06	0,18	0,29	0,40	0,51	0,62
Factor de actualizare - F _{act}	0,71	0,68	0,65	0,61	0,59	0,56	0,53
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	28.683,36	26.656,21	24.767,49	23.007,87	21.368,66	19.841,75	18.419,55
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _C [EUR]	(72.134,39)	(45.478,18)	(20.710,69)	2.297,18	23.665,85	43.507,59	61.927,14
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(3.018,08)	(2.931,23)	(2.848,53)	(2.765,85)	(2.687,92)	(2.610,46)	(2.533,60)

Anul	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Anul din DNF	14	15	16	17	18	19	20
Costul de investiție - C_i [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - $C_{O\&M}$ [EUR/an]	(4.875,98)	(4.973,50)	(5.072,97)	(5.174,43)	(5.277,92)	(5.383,47)	(5.491,14)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	38.722,91	37.948,45	37.189,48	36.445,69	35.716,78	35.002,44	34.302,39
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	33.846,93	32.974,95	32.116,51	31.271,26	30.438,86	29.618,97	28.811,25
Cashflow cumulat	235.408,58	268.383,53	300.500,04	331.771,31	362.210,17	391.829,14	420.640,39
Breake even point	0,73	0,83	0,93	1,02	1,12	1,21	1,30
Factor de actualizare - F_{act}	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	17.095,00	15.861,52	14.712,94	13.643,55	12.647,98	11.721,23	10.858,66
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_c [EUR]	79.022,14	94.883,65	109.596,60	123.240,15	135.888,12	147.609,35	158.468,01
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(2.462,37)	(2.392,25)	(2.323,42)	(2.256,05)	(2.195,61)	(2.131,86)	(2.070,16)

Tabelul 4.5 Rezultatele analizelor tehnico-economice sunt prezentate în Euro pentru scenariul 2

Anul	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5	6
Costul de investiție - C_i [EUR]	(285.890,62)	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - $C_{O\&M}$ [EUR/an]		(3.200,00)	(3.200,00)	(3.200,00)	(3.200,00)	(3.264,00)	(3.329,28)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	-	38.137,09	37.374,35	36.626,86	35.894,33	35.176,44	34.472,91
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	(285.890,62)	34.937,09	34.174,35	33.426,86	32.694,33	31.912,44	31.143,63
Cashflow cumulat	(285.890,62)	(250.953,53)	(216.779,18)	(183.352,32)	(150.657,99)	(118.745,55)	(87.601,92)
Breake even point	(1,00)	(0,88)	(0,76)	(0,64)	(0,53)	(0,42)	(0,31)
Factor de actualizare - F_{act}	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	(285.890,62)	33.273,42	30.997,14	28.875,38	26.897,70	25.004,23	23.239,86
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_c [EUR]	(285.890,62)	(252.617,20)	(221.620,06)	(192.744,68)	(165.846,97)	(140.842,74)	(117.602,89)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(285.890,62)	(3.046,40)	(2.902,40)	(2.764,80)	(2.633,60)	(2.558,98)	(2.483,64)

Anul	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Anul din DNF	7	8	9	10	11	12	13
Costul de investiție - C_I [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - $C_{O\&M}$ [EUR/an]	(3.395,87)	(3.463,78)	(3.533,06)	(3.603,72)	(3.675,79)	(3.749,31)	(3.824,30)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	33.783,45	33.107,78	32.445,63	31.796,71	31.160,78	30.537,56	29.926,81
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	30.387,59	29.644,00	28.912,57	28.192,99	27.484,99	26.788,25	26.102,52
Cashflow cumulat	(57.214,34)	(27.570,34)	1.342,23	29.535,23	57.020,21	83.808,47	109.910,98
Breake even point	(0,20)	(0,10)	0,00	0,10	0,20	0,29	0,38
Factor de actualizare - F_{act}	0,71	0,68	0,65	0,61	0,59	0,56	0,53
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	21.595,89	20.064,23	18.637,30	17.308,05	16.069,90	14.916,70	13.842,72
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_C [EUR]	(96.007,00)	(75.942,77)	(57.305,47)	(39.997,42)	(23.927,52)	(9.010,81)	4.831,91
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(2.414,46)	(2.344,98)	(2.278,82)	(2.212,68)	(2.150,34)	(2.088,37)	(2.026,88)

Anul	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Anul din DNF	14	15	16	17	18	19	20
Costul de investiție - C_I [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - $C_{O\&M}$ [EUR/an]	(3.900,78)	(3.978,80)	(4.058,37)	(4.139,54)	(4.222,33)	(4.306,78)	(4.392,91)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	29.328,28	28.741,71	28.166,88	27.603,54	27.051,47	26.510,44	25.980,23
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	25.427,49	24.762,91	24.108,50	23.464,00	22.829,14	22.203,66	21.587,32
Cashflow cumulat	135.338,48	160.101,39	184.209,90	207.673,90	230.503,03	252.706,69	274.294,01
Breake even point	0,47	0,56	0,64	0,73	0,81	0,88	0,96
Factor de actualizare - F_{act}	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	12.842,61	11.911,38	11.044,38	10.237,26	9.485,98	8.786,74	8.136,03
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_C [EUR]	17.674,52	29.585,91	40.630,29	50.867,55	60.353,53	69.140,27	77.276,31
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(1.969,89)	(1.913,80)	(1.858,74)	(1.804,84)	(1.756,49)	(1.705,48)	(1.656,13)

Tabelul 4.6 Rezultatele analizelor tehnico-economice sunt prezentate în Euro pentru scenariul 3

Anul	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5	6
Costul de investiție - C _i [EUR]	(327.954,90)	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]		(107.246,90)	(103.537,36)	(103.475,12)	(103.329,79)	(103.268,30)	(103.207,06)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	-	50.353,42	49.346,35	48.359,43	47.392,24	46.444,39	45.515,50
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(327.954,90)	(56.893,48)	(54.191,01)	(55.115,70)	(55.937,55)	(56.823,91)	(57.691,55)
Cashflow cumulat	(327.954,90)	(384.848,38)	(439.039,39)	(494.155,09)	(550.092,64)	(606.916,55)	(664.608,10)
Breake even point	(1,00)	(1,17)	(1,34)	(1,51)	(1,68)	(1,85)	(2,03)
Factor de actualizare - F _{act}	1,00	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(327.954,90)	(54.184,27)	(49.152,84)	(47.611,01)	(46.019,96)	(44.523,02)	(43.050,33)
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c [EUR]	(327.954,90)	(382.139,17)	(431.292,01)	(478.903,02)	(524.922,98)	(569.446,00)	(612.496,33)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(327.954,90)	(102.099,05)	(93.908,39)	(89.402,50)	(85.040,42)	(80.962,35)	(76.992,46)

Anul	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Anul din DNF	7	8	9	10	11	12	13
Costul de investiție - C _i [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]	(103.146,22)	(103.002,49)	(102.942,44)	(102.882,70)	(102.789,96)	(102.680,98)	(102.622,29)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	44.605,19	43.713,09	42.838,83	41.982,05	41.142,41	40.319,56	39.513,17
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(58.541,02)	(59.289,40)	(60.103,62)	(60.900,65)	(61.647,55)	(62.361,42)	(63.109,12)
Cashflow cumulat	(723.149,12)	(782.438,51)	(842.542,13)	(903.442,78)	(965.090,33)	(1.027.451,75)	(1.090.560,87)
Breake even point	(2,21)	(2,39)	(2,57)	(2,75)	(2,94)	(3,13)	(3,33)
Factor de actualizare - F _{act}	0,71	0,68	0,65	0,61	0,59	0,56	0,53
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(41.604,01)	(40.129,40)	(38.743,33)	(37.387,72)	(36.044,05)	(34.725,17)	(33.468,11)
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c [EUR]	(654.100,34)	(694.229,73)	(732.973,06)	(770.360,78)	(806.404,82)	(841.129,99)	(874.598,11)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(73.336,96)	(69.732,68)	(66.397,88)	(63.169,98)	(60.132,13)	(57.193,31)	(54.389,81)

Anul	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Anul din DNF	14	15	16	17	18	19	20
Costul de investiție - C _I [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]	(102.564,00)	(102.422,66)	(102.365,07)	(102.307,83)	(102.167,55)	(102.110,96)	(102.054,72)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	38.722,91	37.948,45	37.189,48	36.445,69	35.716,78	35.002,44	34.302,39
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(63.841,09)	(64.474,22)	(65.175,59)	(65.862,14)	(66.450,77)	(67.108,52)	(67.752,32)
Cashflow cumulat	(1.154.401,95)	(1.218.876,17)	(1.284.051,76)	(1.349.913,90)	(1.416.364,67)	(1.483.473,19)	(1.551.225,51)
Breake even point	(3,52)	(3,72)	(3,92)	(4,12)	(4,32)	(4,52)	(4,73)
Factor de actualizare - F _{act}	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(32.244,09)	(31.013,20)	(29.857,69)	(28.735,43)	(27.611,67)	(26.557,12)	(25.535,14)
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c [EUR]	(906.842,19)	(937.855,39)	(967.713,08)	(996.448,52)	(1.024.060,19)	(1.050.617,30)	(1.076.152,44)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(51.794,82)	(49.265,30)	(46.883,20)	(44.606,21)	(42.501,70)	(40.435,94)	(38.474,63)

După cum se poate observa din valorile obținute, sunt obținuți indicatori care arată rentabilitatea investiției pentru toate scenariile avute în vedere.

Se constată, faptul că, scenariul tehnic 1 este cel mai atractiv din punct de vedere financiar.

4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU

Venitul Actualizat Net (Net Present Value) se folosește pentru aprecierea proiectelor de investiții și exprimă valoarea actualizată a fluxului de numerar generat de proiectul în cauză, determinat ca diferență între valoarea actualizată a veniturilor și valoarea actualizată a cheltuielilor. Criteriul de acceptanță constă în obținerea unei valori strict pozitive a VAN / NPV pe durata de studiu considerată.

VAN / NPV constituie un indicator fundamental pentru evaluarea economică și financiară a proiectelor de investiții și, prin conținutul său, caracterizează în valoare absolută aportul de avantaj economic al acestora.

Relația de determinare a VAN / NPV este:

$$VAN = -C_I + \sum_{i=1}^t \frac{-C_{an,i} + B_{an,i}}{(1+a)^i} \quad [EUR]$$

unde:

C_I [EUR] – Costul total de Investiții;

C_{an,i} [EUR] – Cheltuiala anuală de exploatare, în anul i;

$V_{an,i}$ [EUR] – Venitul anual, în anul i ;

a [%/an] – Rata de Actualizare.

Rata Internă de Rentabilitate (Internal Rate of Return) exprimă rata de actualizare pentru care veniturile brute totale actualizate sunt egale cu costurile totale actualizate, ambii indicatori fiind determinați pentru întreaga durată de studiu. Altfel spus, RIR / IRR este acea rată de actualizare pentru care VAN / NPV este nul.

VAN / NPV și RIR / IRR sunt utilizați concomitent pentru a conduce la o mai bună decizie de realizare a investiției, întrucât RIR / IRR este un indicator de eficiență, de calitate, pe când VAN / NPV este un indicator al valorii, al amplitudinii unei investiții.

Valoarea RIR / IRR se determină utilizând relația:

$$VAN = 0 = -G + \sum_{i=1}^t \frac{-C_{an,i}}{(1 + RIR)^i} \quad [\%/an]$$

Termenul Brut de Recupare a Investiției (Simple Payback Period) exprimă perioada de timp în care se recuperează investiția din venitul net obținut în urma realizării acesteia. TRB / SPP este un indicator de minim economic ce se determină folosind relația:

$$TRB = \frac{C_I}{\sum_{i=1}^{t_{st}} \frac{V_{an,i}}{t_{st}}} \quad [ani]$$

Analiza Cost – Beneficiu (Cost-Benefit Analysis) se concentrează de asemenea pe eficiența economică a unui proiect și are la baza, ca și VAN / NPV, principiul de actualizare a costurilor și beneficiilor. Pentru a fi considerat fezabil din punct de vedere economic, conform acestui criteriu de analiză, un proiect trebuie să aibă coeficientul cost- beneficiu $A_{C/B} > 1$. Coeficientul cost-beneficiu indică randamentul financiar total, sau beneficiile generate de o unitate de investiții sau costuri și se determină cu ajutorul relației:

$$A_{C/B} = \frac{\sum_{i=1}^t \frac{V_{an,i}^{actualizat}}{\sum_{i=1}^t \frac{C_{an,i}^{actualizat}}{t_{st}}} \quad [-]$$

Se observă de asemenea că și în cazul analizei economice, Scenariul tehnic 1 reprezintă cea mai atractivă opțiune din punct de vedere economic.

Tabelul 4.7 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	EUR	(379.879,77)	(330.462,34)
Venitul Actualizat Net - VAN	EUR	158.468,01	77.276,31
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	11%	8%
Perioada Brută de Recuperare a Investiției - TRB	ani	8,40	10,41
Analiza Cost-Beneficiu - $A_{C/B}$	-	1,27	1,10

Având în vedere rezultatele analizelor tehnico-economice ale scenariului 3, nu s-a mai considerat oportună prezentarea rezultatelor Tabelului 4.7 și pentru scenariul 3.

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 actualizat net (VAN). 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 estimății 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.

În cazul variației pozitive a prețului la energie electrică (în analiză s-a considerat 0,8 x prețul actual și 2 x prețul actual), venitul actualizat net (VAN) crește, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mare față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

În cazul variației pozitive a cheltuielilor anuale de exploatare (5 x costul actual), venitul actualizat net (VAN) scade, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

În cazul variației negative a producției de energie electrică (0,5 x producție actuală), venitul actualizat net (VAN) scade, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

În cazul variației pozitive a CAPEX (1,1 x CAPEX actual), venitul actualizat net (VAN) scade, ducând, totodată, la o rata internă a rentabilității mai mică față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse.

Rezultatele analizei sunt prezentate în tabelele de mai jos.

Tabelul 4.8.1 – Rezultatele analizei economice a proiectului – preț energie variabil

Pret energie [Euro/MWh]	Beneficii [Euro/an]		VAN [Euro/an]	
	Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1	Scenariu 2
89,13	40.282,74	30.509,67	75.057,46	(4.262,80)
222,82	100.706,84	76.274,18	757.425,56	485.008,44

Tabelul 4.8.2 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea cheltuielilor de operare și mentenanță

Cheltuieli operare & exploatare [Euro/an]		VAN [Euro/an]	
Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1	Scenariu 2
(20.000,00)	(16.000,00)	(34.049,04)	(100.984,50)

Tabelul 4.8.3 – Rezultatele analizei economice a proiectului– scăderea/creșterea producției de energie electrică

Productie [MWh/an]		VAN [Euro/an]	
Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1	Scenariu 2
225,98	171,16	(95.541,96)	(126.585,59)
497,16	376,54	245.639,33	118.044,40

Tabelul 4.8.4 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea costului investiției

Costul investitiei [Euro]		VAN [Euro/an]	
Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1	Scenariu 2
(356.581,62)	(314.479,68)	156.360,46	48.687,25

4.9. ANALIZA DE RISCURI, MASURI 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.

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

Aceste elemente se estimează pe baza unei scale cu gradații (de la 1 [minim] la 5 [maxim]), elaborându-se astfel "Registrul de Risc" al proiectului. Atât la probabilitate, cât și la impact, nota 1 reprezintă probabilitate și impact foarte mici, iar nota 5 reprezintă probabilitate și impact foarte mari. Mai jos este redată o evaluare și ierarhizare preliminară a riscurilor, ce pot apărea pe parcursul implementării proiectului/investiției:

Nr. crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
1.	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție.	4	5	20
2.	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	4	2	8

Nr. crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
3.	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	5	5	25
4.	Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă	3	4	12
5.	Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare	2	3	6
6.	Lipsa de lichidități în momente cheie	2	5	10
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	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 4.10 – Matricea de management al riscurilor

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
	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
	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

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsurile de management al riscurilor
			va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare. 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	Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal de aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă	Reducerea riscului	Asigurarea prin graficul de execuție a proiectului/investiției de suficiente resurse de timp pentru adaptarea/conformarea proiectului cu noile prevederi normative
5	Slaba cooperare și colaborare dintre entitățile implicate în implementarea proiectului / investiției și în procesul de implementare	Reducerea riscului	Evaluarea factorilor motivationali; Furnizarea unor definiții clare a rolurilor în contextul implementării proiectului în cadrul unui program de finanțare; Stabilirea unor linii eficiente și concentrate de comunicare; Minimizarea birocrăției; Asigurarea accesibilității informației.
6	Lipsa de lichidități în momente cheie	Planuri pentru situații neprevăzute	Realizarea unui cash-flow al proiectului din momentul în care sunt semnate contractele cu furnizorii principali pentru a ține sub control plățile pentru proiect și încasările din fonduri nerambursabile aferente acestuia.
	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot	Planuri pentru situații neprevăzute	Previzionarea execuției pe fiecare perioadă de timp cu o rezervă operațională realistă și care permite asigurarea unui interval de timp suficient, astfel încât în cazul apariției unor fenomene de tip forță majoră să

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsurile de management al riscurilor
	întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor		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 IRR sau VAN.

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

5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(A) OPTIM(A), RECOMANDAT(A)

5.1. COMPARATIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR

Tabelul 5.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost Euro	Cost RON
1	324.165,11	1.614.342,25
2	285.890,62	1.423.735,29

Tabelul 5.2 - Costurile de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost Euro / an	Cost RON / an
1	4.000	19.920
2	3.200	15.936

Tabelul 5.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii EUR	Beneficii RON
1	50.353,42	250.760,03
2	38.137,09	189.922,71

Tabelul 5.4 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	EUR	(379.879,77)	(330.462,34)
Venitul Actualizat Net - VAN	EUR	158.468,01	77.276,31
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	11%	8%
Perioada Brută de Recuperare a Investiției - TRB	ani	8,40	10,41
Analiza Cost-Beneficiu - $A_{C/B}$	-	1,27	1,10

5.2. SELECTAREA SI JUSTIFICAREA SCENARIULUI / OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)

Din analizele realizate, din punct de vedere economico-financiar, Scenariul 1 este considerat optim spre a fi implementat.

Analiza de senzitivitate relevă același aspect, prin faptul că Scenariul 1 a rămas cel mai atractiv, în toate situațiile de variabilitate analizate.

Scenariul 1 constă în dezvoltarea a unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată de 360 kW utilizând module PV Monocristaline cu o putere nominală de 455 Wp (879 buc.) și invertore solare trifazate cu o putere nominală de 100 kWp (3 buc.), respectiv 60 kWp (1 bucată).

Descrierea tehnică exhaustivă a soluției tehnice a fost realizată în cadrul Capitolului 3.2.1. Fișele tehnice ale echipamentelor propuse se regăsesc în Anexa 1 (module PV) și Anexa 2 (invertor).

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru instalații fotovoltaice, care respectă azimutul și structura clădirii 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.

5.3. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:

a) obținerea si amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul este în proprietatea Beneficiarului.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Nu este cazul.

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

Sistemul fotovoltaic al centralei CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin va avea o putere instalată de 360 kW. CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin va avea un număr de 879 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 23.5 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 455 Wp, cu un randament nominal de 20,9%.

Sistemul va fi prevăzut cu invertore trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kWp (3 bucăți), respectiv 60 kWp (1 bucată), cu un randament minim de 98,4% STC.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

- Curent continuu – se propun cabluri solare de 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.
- Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;
- Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertore și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertore și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertore.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, IRE-IP 30/2004).

d) probe tehnologice și teste

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Centralele Fotovoltaică de 360 kW.

5.4. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTITII:

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

Valoarea totală a obiectivului de investiții, fără TVA pentru Scenariul 1 este de **324.165,11 EUR**, respectiv 1.614.342,25 RON. Valoarea cu TVA inclus este de 385.756,48 EUR, respectiv 1.921.067,28 RON.

Prin Masura de investii – Investiția I.1 – Noi capacitati de productie de energie electrica din surse regenerabile – PNRR se solicita un sprijin financiar de [642.494,03RON](#).

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

Conform aspectelor prezentate anterior, setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției private „*Instalarea a unei Centrale Fotovoltaice cu putere instalată de 360 kWp, în amplasamentul Metabet CF Drobeta-Turnu Severin*”:

- Producerea unei cantități de energie electrică regenerabilă: **451,965 MWh/an.**
- Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO₂ echivalent: **279,18 tone CO₂ echivalent / an** (la o rată de conversie de 0,6177 tone CO₂ echivalent / MWh_{electric});
- Creșterea numărului și puterii instalate a instalațiilor de producere de energie electrică verde: **1 Centrală Fotovoltaică cu o putere instalată de 360 kW;**
- Creșterea numărului de locuri de muncă: **minimum 2 locuri de muncă în compania Beneficiarului ce va implementa proiectul.**

c) indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții

- **Indicatorul I.1** = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile (solar) pusă în funcțiune și conectată la rețea, construite prin proiect: 360 kW CEF Metabet CF Drobeta-Turnu Severin
- **Indicatorul I.2** = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră estimată este: producția de energie electrică 451,965 MWh/an * 0,6177 tone CO₂/MWh = 279,18 tone CO₂/an
- **Indicatorul I.3** = Producția brută de energie (primară) din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: 451,965 MWh/an = 38,86 tep/an.
- **Indicatorul I.4** = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 9.039,30 MWh/20 ani

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

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi cuprinsă între 9 și 12 luni.

5.5. PREZENTAREA MODULUI IN CARE SE ASIGURA CONFORMAREA CU REGLEMENTARILE SPECIFICE FUNCTIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURARII TUTUROR CERINTELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE

Executantul lucrării este obligat să respecte reglementările enumerate.

- **Legea 123/ 2012** Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- **Ordin ANRE nr. 208 / 2018** Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- **Ordin ANRE nr. 228 / 2018** Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările și completările din Ord.132/2020);
- **Ordin ANRE 15/2022** pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 400 kW pe loc de consum;
- **Ordin ANRE 74/2013** pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;
- **I7/2011** Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- **NTE 001/03/00** Alegerea, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;
- **NTE 007/08/00** Normativ și Anexe pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- **NTE 005/06/00** Normativ privind metodele și elementele de calcul a siguranței în functionare a instalațiilor energetice;
- **I.RE-Ip 30-04** Îndrumar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- **STAS 2612/1987** Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;
- **STAS 12217/1988** Protecția împotriva electrocutărilor la utilaje și echipamente electrice mobile. Prescripții;
- **STAS 297/1/1987** Culori și indicatoare de securitate. Condiții tehnice generale;
- **STAS 297/2/1992** Culori și indicatoare de securitate. Reprezentări;
- **HGR 300/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru șantierelor temporare sau mobile;

- **HGR 1146/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- **HGR 971/2006** Cerințe minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- **HGR 1091/2006** Cerințe minime pentru securitate și sănătate la locul de muncă;
- **HGR 448/2005** privind deșeurilor de echipamente electrice și electronice;
- **HGR 621/2005** privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor din ambalaje;
- **HGR 918/2002** privind evaluarea impactului asupra mediului înconjurător.

5.6. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANTARE A INVESTITIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE SI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCATII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE

SCHEMĂ de ajutor de stat având ca obiectiv sprijinirea investițiilor destinate instalării de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate - Planul Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie - Măsura de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile

În conformitate cu prevederile Planului Național de Redresare și Reziliență (PNRR) aprobat prin Decizia de punere în aplicare a Consiliului din 3 noiembrie 2021 de aprobare a evaluării planului de redresare și reziliență al României, ajutorul acordat vizează doar sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, celelalte tehnologii pentru producerea energiei din surse regenerabile fiind finanțate din Fondul pentru modernizare în perioada 2022-2030 în România, instituit prin art. 10d din Directiva EU 2003/87, revizuită.

Potențialii beneficiari pot fi operatorii economici deja existenți sau nou înființați – microîntreprinderi, întreprinderi mici și mijlocii, dar și întreprinderi mari care au ca activitate înscrisă în statutul societății, principală sau între altele, activitatea privind producerea de energie electrică (în scopul comercializării și/sau consumului propriu în cadrul societății sau grupului de societăți), corespunzătoare diviziunii 35: "Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat", clasa CAEN 3511 – Producția de energie electrică, ale căror proiecte pentru construirea de noi capacități de producție a energiei electrice din surse de energie eoliană și solară au fost selectate drept câștigătoare în baza unei proceduri de ofertare concurențială.

Bugetul total estimat al schemei este echivalentul în lei a sumei de 595.010.000 euro, compus din 457.700.000 euro (diferența de 2.300.000 euro până la valoarea întregului buget de 460.000.000 euro fiind suma alocată pentru asistența tehnică pentru Ministerul Energiei, conform PNRR) fonduri europene nerambursabile asigurate prin Mecanismul de Redresare și Reziliență în cadrul Planului Național de Redresare și Reziliență – Componenta C.6 Energie și fonduri naționale

de 137.310.000 euro prin aplicarea procentului de supracontractare de 30%, în temeiul prevederilor art. 24 din O.U.G. nr. 124/2021.

Valoarea maximă a finanțării nerambursabile (intensitatea ajutorului de stat)

Ajutorul maxim care se poate acorda pentru un proiect de investiții nu poate depăși 15.000.000 euro pe întreprindere, pe proiect de investiții.

Intensitatea ajutorului de stat acordat prin prezenta schemă de ajutor de stat bazată pe procedură de ofertare concurențială, nediscriminatorie, întemeiată pe criterii clare, transparente și nediscriminatorii, este de 100% din costurile eligibile calculate conform potrivit prevederilor art. 41 alin. (10) din Regulament, cu încadrarea în următoarele plafoane maxime:

Energie eoliană

- 1.300.000 Euro/MW- pentru capacități instalate între 0,2 MW (exclusiv) și 1 MW (inclusiv)

- 650.000 Euro/MW- pentru capacități instalate mai mari de 1 MW

Energie solară

- **750.000 Euro/MW - pentru capacități instalate între 0,2 MW (exclusiv) și 1 MW (inclusiv)**

- 425.000 Euro/MW - pentru capacități instalate mai mari de 1 MW

Diferența până la valoarea totală a proiectului se acoperă de către beneficiar. Acesta trebuie să aducă o contribuție financiară pentru diferența până la totalul costurilor eligibile fie din resurse proprii, fie din surse atrase, sub o formă care să nu facă obiectul niciunui ajutor public.

Condiții de eligibilitate a beneficiarilor

Beneficiarii schemei trebuie să îndeplinească cumulativ următoarele condiții:

a) au personalitate juridică, sunt legal constituiți în conformitate cu legislația specifică din statul membru a cărui naționalitate o dețin cu condiția înregistrării la ONRC în România;

b) au ca activitate înscrisă în statutul societății, principală sau între altele, activitatea privind producerea de energie electrică (în scopul comercializării sau consumului propriu în cadrul societății sau grupului de societăți), corespunzătoare diviziunii 35: „Producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat”, clasa CAEN 3511 – „Producția de energie electrică”;

c) nu sunt în incapacitate de plată/ în stare de insolvență conform prevederilor Legii nr. 85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, cu modificările și completările ulterioare, după caz;

d) nu sunt în stare de faliment, lichidare, nu au afacerile conduse de un administrator judiciar sau activitățile lor comerciale nu sunt suspendate ori nu fac obiectul unui aranjament cu creditorii sau sunt într-o situație similară cu cele anterioare, reglementată prin lege, ori nu fac obiectul unei proceduri legale pentru declararea lor în stare de faliment, lichidare, conducerea afacerilor de un administrator judiciar;

e) și-au îndeplinit obligațiile de plată a impozitelor, taxelor și contribuțiilor de asigurări sociale către bugetele componente ale bugetului general consolidat; f) nu sunt declarați într-o situație gravă de încălcare a prevederilor legislației privind achizițiile publice și/sau a obligațiilor asumate printr-un contract/acord de finanțare din fonduri publice;

f) Solicitantul/reprezentantul legal al Solicitantului nu a suferit condamnări definitive datorate unei conduite profesionale îndreptată împotriva legii, decizie formulată de o autoritate de judecată ce are forță de res judicata;

g) Solicitantul/reprezentantul legal al Solicitantului nu a fost subiectul unei judecăți de tip res judicata pentru fraudă, corupție, implicarea în organizații criminale sau în alte activități ilegale, în detrimentul intereselor financiare ale Comunității Europene;

h) nu fac obiectul unei decizii de recuperare neexecutate a Consiliului Concurenței, a Comisiei Europene, a unui furnizor/administrator de ajutor de stat sau a instanței, prin care un ajutor de stat a fost declarat ilegal și incompatibil cu piața internă;

i) nu sunt întreprinderi în dificultate, astfel cum sunt definite la art. 2 pct. 18 din Regulament cu excepția situației prevăzute la art. 1 alin. (4) lit. c, teza finală din Regulament.

Modalitatea de derulare a schemei

1. Furnizorul ajutorului de stat lansează procedura de ofertare concurențială pentru selecția proiectelor ce vor beneficia de finanțare.
2. Perioada de depunere a propunerilor de proiecte pentru producția de energie din surse regenerabile eoliene și solare în cadrul procedurii de ofertare concurențială va fi anunțată pe pagina oficială de internet a Ministerului Energiei la adresa: www.energie.gov.ro
3. Pentru a beneficia de prevederile prezentei scheme solicitanții vor încărca în platforma informatică dedicată PNRR oferta, anexele acesteia și alte documente solicitate prin ghidul specific.
4. Furnizorul de ajutor de stat stabilește condițiile de eligibilitate și de selecție în cadrul procedurii de ofertare concurențială și semnează contracte de finanțare cu beneficiarii de ajutor de stat în urma unei proceduri de ofertare concurențială, după parcurgerea celor două etape ale procesului de evaluare, respectiv:

(a) Verificarea conformității administrative și a eligibilității ofertei

Comisia de selecție constituită la nivelul furnizorului de ajutor de stat va verifica conformitatea administrativă a ofertei. După finalizarea procesului de verificare administrativă și a eligibilității tuturor ofertelor depuse în cadrul procedurii de ofertare concurențială ME va publica lista cu ofertanții acceptați, respectiv cu ofertanții respinși.

(b) Evaluarea tehnico-economică a ofertei

Evaluarea tehnico-economică a ofertei va fi realizată de Comisia de selecție constituită la nivelul furnizorului de ajutor de stat.

În urma aplicării Metodologiei de calcul pentru costurile eligibile, se obține valoarea maximă a costurilor eligibile aferente proiectului, în funcție de care beneficiarul stabilește cuantumul ajutorului de stat solicitat pentru oferta depusă care trebuie să fie mai mic sau egal cu valoarea rezultată în urma aplicării metodologiei de calcul.

Conform criteriului 1 din Grila de evaluare tehnico-economică a ofertelor, va obține un punctaj maxim (75 pct) oferta care va avea cea mai mică valoare a ajutorului de stat solicitat și zero puncte oferta care va avea cea mai mare valoare a ajutorului de stat solicitat, cu descreșterea liniară a punctajului pentru valorile intermediare ale ajutorului de stat solicitat. Ulterior, se calculează punctajul total pentru fiecare ofertă prin însumarea punctajelor obținute pentru fiecare criteriu.

În urma evaluării tehnico-economice, oferta va primi un punctaj între 0 și 100 puncte.

Ofertele vor fi ordonate în funcție de punctajele finale obținute și înscrise pe lista pentru finanțare începând de la cele cu punctajul cel mai mare, până la acoperirea bugetului alocat.

După finalizarea procesului de verificare tehnico-economică a tuturor ofertelor depuse în cadrul procedurii de ofertare concurențială ME va publica lista cu ofertanții selectați pentru finanțare, respectiv cu ofertanții respinși.

(5) Furnizorul de ajutor de stat acordă ajutorul de stat după semnarea contractelor de finanțare cu beneficiarii selectați în urma parcurgerii celor două etape ale procesului de evaluare menționate la alin. (1) în cadrul procedurii de ofertare concurențială.

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS IN VEDEREA OBTINERII AUTORIZATIEI DE CONSTRUIRE

Beneficiarul are în posesie certificatul de urbanism.

A fost actualizat Certificatul de Urbanism, cu nr. 709/22.06.2023.

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCARA, CU EXCEPTIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVAZUTE DE LEGE

Beneficiarul deține extrasele de Carte Funciară.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITATII COMPETENTE PENTRU PROTECTIA MEDIULUI, MASURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MASURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU IN DOCUMENTATIA TEHNICO-ECONOMICA

Au fost obtinute urmatoarele avize:

-Avizul tehnic de racordare nr. 001500022675 din 20.10.2023

-Declaratia Autoritatii responsabile de monitorizarea siturilor NATURA 2000, Nr. 9269/14.07.2023;

-Negatie Administratia bazinala de apa Jiu, Nr. 5850/12.07.2023;

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITATILOR

Conform Certificatului de Urbanism nu este necesar acordul Operatorului de Distribuție (OD) pentru dezvoltarea proiectului.

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CATRE OFICIUL DE CADASTRU SI PUBLICITATE IMOBILIARA

Beneficiarul nu are nevoie de studiul topografic.

6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE

Conform Certificatului de Urbanism, pentru dezvoltarea proiectului vor mai fi necesare:

- Clasarea Notificarii Nr. 9242/14.07.2023.

7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

7.1. INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILA CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

- Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv SC METABET CF S.A cu sediul în str. Tudor Vladimirescu, nr.115, clădirea T7, jud. Argeș;
- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J03/1771/2012;
- Cod Fiscal: 128507;
- Telefon: 0722 591 411
- E-mail: catalin@metabet.ro

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZAND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTITII (IN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUTIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI, ESALONAREA INVESTITIEI PE ANI, RESURSE NECESARE

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 16-24 luni, durata de execuție fiind de 4-5 luni.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data de începere a contractului (DI):

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații: 4-6 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 9-12 luni.

Un grafic de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în cadrul ofertei angajante, iar o actualizare a acestuia va fi efectuată înainte de începerea efectivă a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

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.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de

sudare, schele, scări, etc. și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali, la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt. Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu, finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței. Punctele de referință vor fi stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralei de cogenerare.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG 273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat va fi eliberat de către beneficiar.

Conform standardului SR EN ISO 9001 și reglementărilor aplicabile, în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și

reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE SI INTRETINERE: ETAPE, METODE SI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabili pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de Metabet CF SA.

Contractul de mentenanță se va semna (dacă se va dori contractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel mai târziu la data punerii în funcțiune a centralelor fotovoltaice. Lipsa contractului de mentenanță la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan.

Mentenanța preventivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor Antreprenorului General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier (facilități și lucrări temporare, container birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare) și servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrare, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video.

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK.

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Inginer constructor
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Responsabil SSM

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, facturarea lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții

principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Așa cum a fost demonstrat, în vederea dezvoltării unei Centrale Fotovoltaice cu o putere instalată de 360 kWp, în cadrul amplasamentului Beneficiarului, cea mai fezabilă soluție tehnică, atât din punct de vedere financiar cât și din punct de vedere economic este reprezentată de utilizarea unor module PV monocristaline, cu o putere nominală de 455 Wp și a unui sistem de 3 invertore string de 100 kWp fiecare, respectiv 1 inverter string de 60 kWp.

Cu un cost investițional de 324.165,11 EUR (fără TVA) și o cheltuială anuală de aproximativ 4.000 EUR/an, proiectul va genera beneficii tehnice și economice substanțiale, sub forma generării de energie electrică din surse regenerabile, de aproximativ 451,965 MWh/an.

Aceste beneficii ale producției de energie electrică se vor cuantifica atât într-o creștere a performanțelor financiare ale Metabet CF SA, cât și prin reducerea impactului asupra mediului printr-o cantitate de CO₂ echivalent de aproximativ 279,18 tone CO₂ echivalent/an.

De asemenea, prin implementarea proiectului industria autohtonă de instalări sisteme fotovoltaice va fi susținută, această susținere conducând mai departe la creșterea necesității de ocupare a forței de muncă – crearea de noi locuri de muncă în România.

Nici componenta de marketing nu este de neglijat, Beneficiarul putând valorifica prin externalizări suplimentare beneficiile de imagine oferite de implementarea de proiecte de producere a energiei din surse regenerabile de energie, această centrală fotovoltaică putând reprezenta de altfel o piatră de temelie în tranziția către sustenabilitate a unei companii “verzi” în România.

(B) PIESE DESENATE

1. plan de amplasare în zonă;
2. plan de situație;

Data: 17.05.2022

Proiectant S.C. THINK BLU SOLUTION S.R.L.

Intocmit Cheran Ana-Maria

Verificat Cheran Ion Cosmin



Bibliografie

1. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
2. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
3. Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009
4. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814,” 2018.
5. Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
6. <https://www.consiliium.europa.eu/ro/policies/energy-prices/>
7. <https://mfe.gov.ro/pnrr/>
8. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/110/al-doilea-pilon-al-pac-politica-de-dezvoltare-rurala>
9. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
10. https://ro.wikipedia.org/wiki/Drobeta-Turnu_Severin
11. <https://romaniadategeografice.net/unitati-admin-teritoriale/judete/judete-m/mehedinti/>
12. <https://www.telework.ro/ro/geografia-zonei-orasului-drobeta-turnu-severin/>
13. <https://drobeta-city.map2web.eu/#>
14. <https://www.google.com/maps/place/METABET+CF+-+Punct+de+lucru+Drobeta+Turnu+Severin/@44.6557182,22.565277,4821m/data=!3m1!1e3!4m12!1m6!3m5!1s0x0:0x54ec3a21eb6b0934!2sMETABET+CF+-+Punct+de+lucru+Drobeta+Turnu+Severin!8m2!3d44.6630401!4d22.5557959!3m4!1s0x0:0x54ec3a21eb6b0934!8m2!3d44.6630401!4d22.5557959>
15. https://www.meteoblue.com/ro/vreme/s%C4%83pt%C4%83m%C3%A2na/piro%c8%99a_rom%c3%a2nia_670691
16. https://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=ro&id=22