

***Studiu de Fezabilitate „ Construire centrală
electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație
de stocare energie și posturi de transformare și
demolare cladiri C101, C102, C103, C105 " in
Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr.
146, Extras CF 124289***



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

CUI RO 40197719

J40/17180/2020

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

Personal Elaborare:

Alexandru – Constantin STOICA

Verificat de:

Cosmin Ion CHERAN

Cuprins

(A) PIESE SCRISE	6
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII	6
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	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 (ÎN CAZUL ÎN CARE A FOST ELABORAT ÎN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ	7
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE	7
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR	10
2.3.1. DESCRIEREA AMPLASAMENTULUI	10
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	14
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI	17
2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR	18
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A TREI SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	21
3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:.....	21
3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC.....	25
3.2.1. SCENARIUL 1 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 660 Wp [total putere instalata 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC) + stocare 8,944MWh].....	27
3.2.2. SCENARIUL 2 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 525Wp [total putere instalata 3,9 MW (3,97215 MWp - DC) + stocare 8,944MWh].....	32
3.2.3. SCENARIUL 3 – CENTRALĂ CICLU COMBINAT AVANSAT DE 4,80 MWe PE GAZE NATURALE....	36
3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI	37
3.4. STUDII DE SPECIALITATE, ÎN FUNCȚIE DE CATEGORIA ȘI CLASA DE IMPORTANȚĂ A CONSTRUCȚIILOR, după caz.....	39
3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI	39
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUS(E)	39

4.1.	PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ	39
4.2.	ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI ȘI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTIȚIA.....	40
4.3.	SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM	40
4.4.	SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	41
4.5.	ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	41
4.6.	ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ.....	42
4.6.1.	PREZENTAREA CONTEXTULUI	42
4.6.2.	DEFINIREA OBIECTIVELOR CONFORM SCENARIULUI ALES	43
4.6.3.	COSTURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR.....	46
4.6.4.	VENITURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR.....	47
4.6.5.	INDICATORII FINANCIARI AI SCENARIILOR	48
4.7.	ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU.....	54
4.8.	ANALIZA DE SENZITIVITATE	58
4.9.	ANALIZA DE RISCURI, MASURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR	59
5.	SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)	63
5.1.	COMPARAȚIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITĂȚII ȘI RISCURILOR.....	63
5.2.	SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	64
5.3.	DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:	64
5.4.	PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	66
5.5.	PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE	67
5.6.	NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE ȘI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCAȚII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE.....	69
6.	URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	75
6.1.	CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	75

6.2.	EXTRAS DE CARTE FUNCARĂ, CU EXCEPȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE	75
6.3.	ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ.....	76
6.4.	AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR	76
6.5.	STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ.....	76
6.6.	AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE	76
7.	IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	77
7.1.	INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	77
7.2.	STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZÂND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (ÎN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUȚIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTIȚIEI, EȘALONAREA INVESTIȚIEI PE ANI, RESURSE NECESARE	77
7.3.	STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE	79
7.4.	RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE	79
8.	CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	82
(B)	PIESE DESENATE	82
(C)	ANEXE	82
	Bibliografie.....	84

STUDIU DE FEZABILITATE

(A) PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate privind „ Construire centrală electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație de stocare energie și posturi de transformare și demolare cladiri C101, C102, C103,C105 " în Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr. 146, Extras CF 124289

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

Rompetrol Rafinare S.A. cu sediul în Bulevardul Navodari, Nr.215, Jud. Constanta;

- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J1991000534130;
- Cod Fiscal: RO 1860712;
- Telefon: +40 244406110;
- E-mail: Manager Utilitati Vega – Mirea Danut (danut.mirea@rompetrol.com , +40 726233338).

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este Rompetrol Rafinare 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. Stoica Alexandru (stoica@thinkblu.ro, +40 755151530).

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

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (ÎN CAZUL ÎN CARE A FOST ELABORAT ÎN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ

Nu a fost realizat un Studiu de Prefezabilitate în prealabil.

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

Pachetul include un sistem robust de guvernare 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 guvernarea 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 revizuri 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

Rafinăria Vega Ploiești a devenit membră a grupului Rompetrol după achiziționarea în 1999 a pachetului majoritar de acțiuni deținut de stat. Rafinăria Vega face parte din istoria industriei petroliere din România și este un reper al progresului de peste 100 de ani.

Rafinaria VEGA, cu o capacitate instalată de prelucrare de 500.000 tone materii prime pe an, este specializată în prelucrarea de materii prime alternative (rafinat de RC, fracție de C5- C6, JET A1, petroliere și pacură), în producția de solvenți ecologici, bitum cu destinație specială, carburanți ecologici pentru încălzire și alte produse specializate.

Rafinaria dispune atât de instalația pentru distilarea în vacum a pacurii, cât și de instalații de prelucrare a materiilor prime alternative, caracterul său atipic îi conferă o poziție importantă în preferințele clienților interesați de produse speciale.

Caracteristicile de calitate ale produselor Rafinăriei Vega Ploiești asigură o utilizare optimă pentru numeroase ramuri industriale și activități specifice:

- industria chimică, industria petrochimică și industria de prelucrare a cauciucului;
- industria alimentară (extracția și rafinarea uleiurilor vegetale, obținerea proteinelor naturale);
- agenți de curățare în industria textilă, a pielăriei și încălțăminte;
- solvenți pentru industria lacurilor și vopselelor, componenți pentru adezivi

Rafinaria Vega este unicul producător din Europa Centrală și de Est de n-hexan, produs conform standardelor și legislației în vigoare și utilizat la polimerizarea olefinelor liniare, precum și în industria alimentară ca agent de sigilare. Rafinăria Vega Ploiești, parte a grupului KMG International, înregistrează un consum anual semnificativ de energie electrică, necesar pentru susținerea proceselor industriale și a instalațiilor tehnologice.

Acești indicatori reflectă un consum energetic constant și ridicat, care implică atât costuri operaționale considerabile, cât și o dependență semnificativă de rețeaua națională de electricitate.

În acest context, se propune realizarea unei centrale fotovoltaice dedicată consumului propriu al rafinăriei, cu scopul de a acoperi peste 70% din necesarul energetic anual. Această investiție este justificată de mai multe obiective strategice:

- Reducerea costurilor cu energia electrică, cu impact direct în eficiența economică a activității;
- Diminuarea dependenței de rețeaua națională de distribuție a energiei și creșterea predictibilității financiare;
- Contribuția la obiectivele climatice și de decarbonizare, în conformitate cu politicile europene și naționale privind tranziția energetică;
- Valorificarea potențialului solar al regiunii Ploiești prin integrarea surselor regenerabile în fluxul de producție;
- Îmbunătățirea imaginii companiei, prin adoptarea de soluții tehnologice moderne și sustenabile.

Prin realizarea acestui proiect, Rafinăria Vega va consolida poziția sa de operator industrial performant și responsabil, orientat spre viitor și spre eficiență energetică sustenabilă.

Ploiești este municipiul de reședință al județului Prahova, Muntenia, România. Este situat la 60 km nord de București, pe coordonatele de 26°1'48" longitudine estică și 44°56'24" latitudine nordică și are o suprafață de aproape 60 km². Este înconjurat de comunele Blejoi (la nord), Târgșoru Vechi (la vest), Bărcănești, Brazi (la sud) și Bucov (la est).

Municipiul Ploiești este așezat în centrul Munteniei, în partea central-nordică a Câmpiei Române.

Ploieștiul, unul dintre orașele cele mai importante ale țării, se află la cea mai mică distanță de capitală, și cu toate că pe parcursul a patru secole a avut strânse legături cu aceasta, el și-a păstrat personalitatea.

Orașul Ploiești este traversat de meridianul 25°E (în partea sa de vest) și de paralela 44°55'N (în partea de sud). Paralela 45 Nord trece prin comunele suburbane Păulești, Blejoi și Bucov. Municipiul ocupă o suprafață de peste 60 km², din care 35 km² reprezintă comunele suburbane.

Ploieștiul se găsește între două mari râuri, primul dintre ele, Prahova, spre sud-vest, atingând ușor municipiul prin comuna suburbană Brazi, iar cel de-al doilea, Teleajenul, spre nord și est, străbătându-l prin comunele suburbane Blejoi, Bucov, Berceni. Orașul este așezat pe râul Dâmbu, care izvorăște în zona de dealuri a orașului Băicoi, trece prin oraș și prin două comune suburbane și apoi prin comuna Râfov, unde se varsă în Teleajen. Dâmbu are astăzi apa puțină; este canalizat pe aproape toată partea ploieșteană a traseului său, în el deversându-se, la ieșirea din oraș, sistemul de canalizare al acestuia.

Altitudinea medie a așezării este de 150 m, orașul fiind deci plasat într-o zonă de câmpie. Aspectul solului și subsolului este determinat de așezarea sa pe structurile vechiului con de dejecție al râului Prahova, ce trece prin albia situată în prezent la circa 25 km - vest și de vecinătatea râului Teleajen (latura de est), cu afluentul sau, pârâul Dâmbu, care străbate cartierele din nord-est.

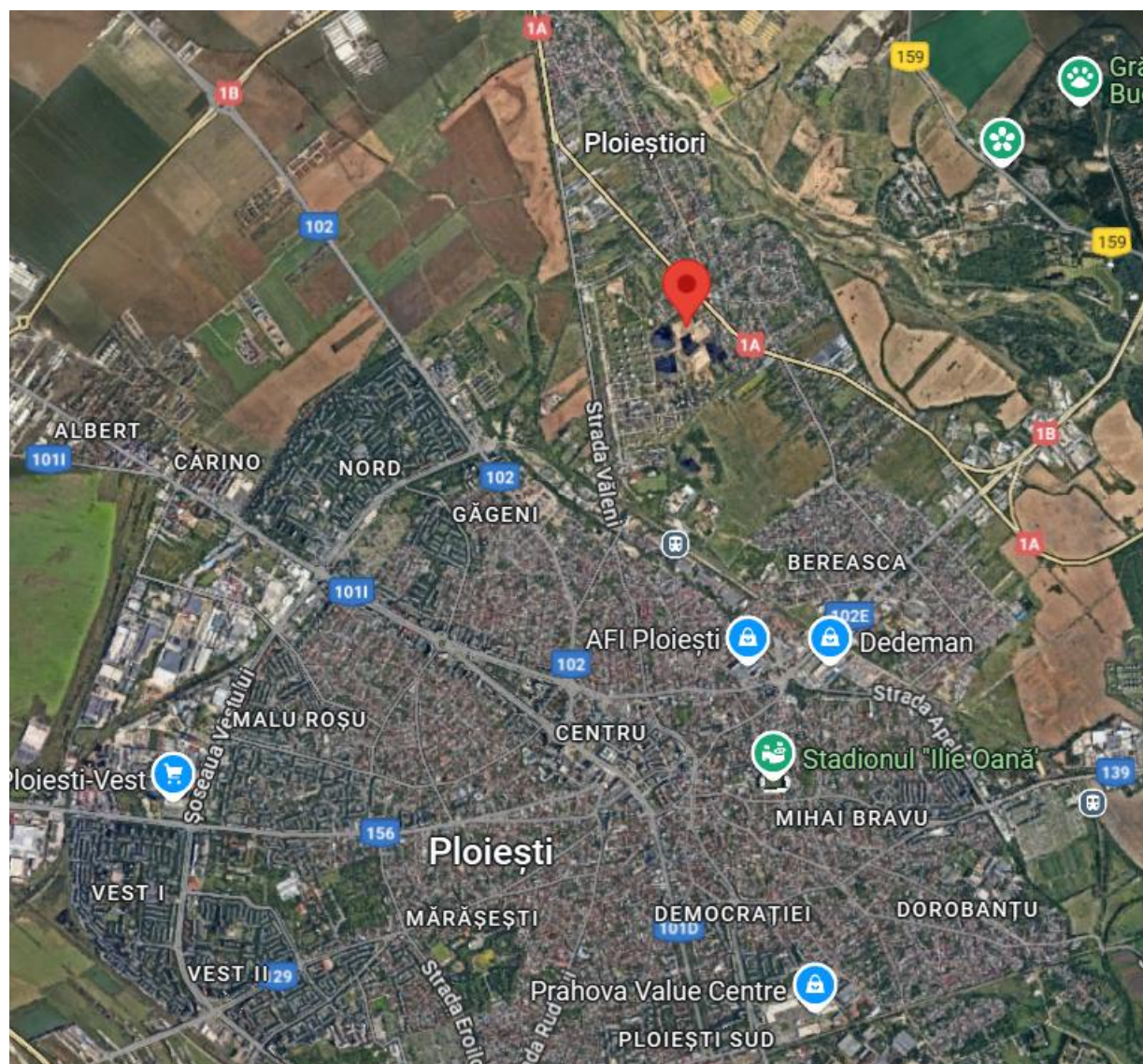
Se dorește utilizarea unei suprafețe de aproximativ 85.000 m², suprafață aflată în proprietatea Rompetrol Rafinare S.A. , teren localizat în zona de Nord a Orașului Ploiesti având coordonatele geografice: 44°57'55.0"N - Latitudine Nordică și 26°01'39.9"E - Latitudine Estică; în Județul Prahova pentru a amplasa obiectivul de investiție.

Rompertol Rafinare S.A. urmărește obiective clare pentru îmbunătățirea calității vieții cetățenilor Municipiului, și nu numai, prin construirea obiectivului de investiții din prezentul studiu.

Plan de situație



Plan de încadrare în zonă



2.1. Amplasarea obiectivului de investiție, CEF Rompetrol Rafinare S.A.

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

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 adecvantei Sistemului Energetic Național și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

În conformitate cu prevederile Fondului de Modernizare aprobat prin Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, 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 autoconsumul 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) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- e) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și de combatere a schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) 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, solară sau hidro;

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

Prin încurajarea creșterii investițiilor din România, și implicit din zona Municipiului Ploiești, rezultă necesitatea implementării obiectivului de investiții aferent prezentului studiu ce contribuie la o dezvoltare durabilă în regiune și îmbunătățirea calității vieții pentru cetățeni.

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 zona de Sud al teritoriului României constituie un avantaj și din punct de vedere energetic, luând în considerare că zona de Sud a țării este propice din punct de vedere al dezvoltării producției de energie electrică pentru autoconsumul rafinării Rompetrol Rafinare S.A.

Ținând seama de aspectele prezentate mai sus, este evidentă necesitatea implementării unui proiect în zona Municipiului Ploiești, 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 rural 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

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile în scopul autoconsumului, 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 „ **Construire centrală electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație de stocare energie și posturi de transformare și demolare cladiri C101, C102, C103, C105 " in Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr. 146, Extras CF 124289:**

- Creșterea capacității nou instalate în scopul autoconsumului energiei din surse regenerabile (solar);
- 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 de energie eoliană, solară sau hidro datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată la rețea, și complet pregătită să producă energie sau care produce deja energie).*

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, acest indicator reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii din invertoare (puterea în curent alternativ). În situația în care puterea în invertoare este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și ajutorului de stat solicitat. În acest sens, în cadrul studiului de fezabilitate, este obligatoriu să fie menționate numărul și puterea nominală a invertoarelor, precum și numărul și puterea nominală a panourilor fotovoltaice, care vor fi instalate în cadrul proiectului.

➤ **Formula de calcul I.1:** Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.

- **Indicatorul I.2** = *Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile.*

➤ **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:

- Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din surse regenerabile x perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energie solară, 2100 h/an pentru energie eoliană, 2400h/an pentru energie hidro);
- 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 2021.

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

- **Indicatorul I.3** = *Producția brută de energie electrică din surse regenerabile*

➤ **Metodologie de calcul:** Producția de energie din surse regenerabile conform capacității instalate, calculată cu programe de specialitate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistrați și statistici oficiale.

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

➤ **Formula de calcul I.4:** Producția anuală de energie electrică x durata de analiză (20 de ani).

- **Indicatorul I.5** = *Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu*

➤ **Formula de calcul I.5:** Cantitatea de energie produsă și consumată/cantitatea de energie produsă în total (minimum 70%).

- **Indicatorul I.6** = *Factorul de capacitate al centralei*

➤ **Formula de calcul I.6:** Producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8760 h) * 100.

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 ± 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 x 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.

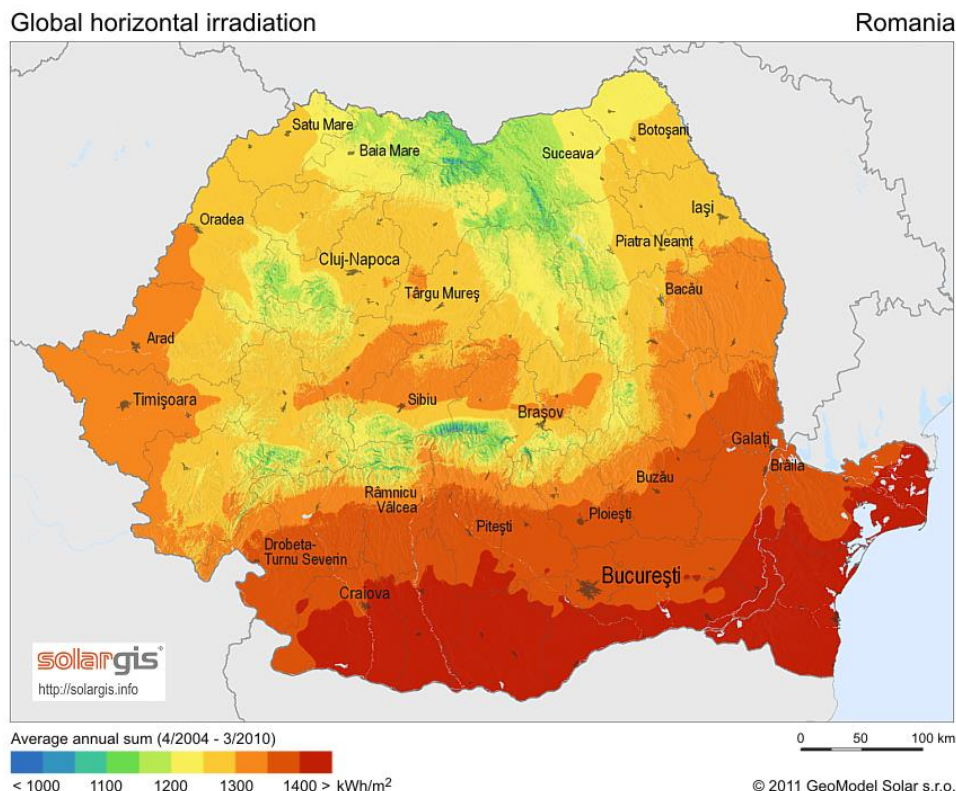


Fig. 2.2 – Harta României privind Potențialul Solar

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:

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

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;

$Cp [-]$ – 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:

- Pierderi de invertor ($\Delta P_{\text{invertor}}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotovoltaice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi datorate umbririi ($\Delta P_{\text{umbră}}$) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte, țin seama de gradul de zile însorite;
- Pierderi datorate funcționării inverteoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{\text{min, invertor}}$) – între 3% și 7%;
- Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotovoltaice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{\text{acoperire}}$) – cca. 2%;
- 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/m^2 , la o temperatură medie ambiantă 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 $-0,4\%/ \text{grad Celsius}$.

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 2020 (acesta fiind anul cu cele mai recente valori puse la dispoziție de Comisia Europeană).

Așa cum se poate observa în fig. 2.3, nivelul mediu al iradiației solare are valori cuprinse între $63,76 \text{ kWh/m}^2$ în luna decembrie și $200,45 \text{ kWh/m}^2$ în luna iulie.

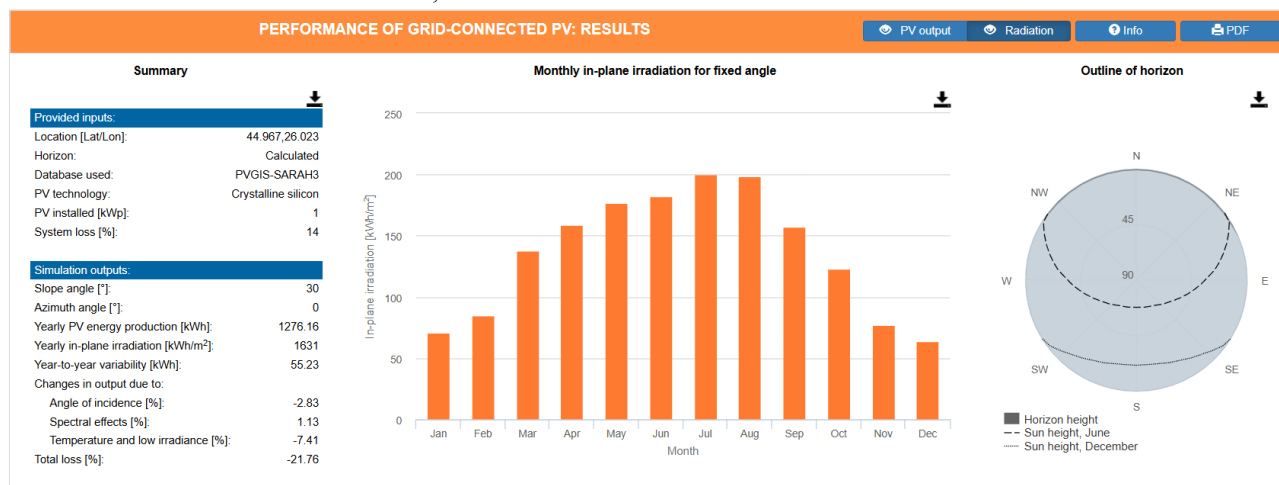


Fig. 2.3 Iradianța medie lunară – Amplasament

Potențialul solar disponibil în amplasamentul Rompetrol Rafinare S.A. este, așadar, atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de autoconsum al 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 vor prezenta, din punct de vedere tehnic, modul de echipare ale Centralei Fotovoltaice dezvoltate în amplasamentul Rompetrol Rafinare S.A.

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 TREI 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)

Imobilul se află în partea de Nord a Municipiului Ploiești și este în proprietatea Rompetrol Rafinare S.A. Acesta este amplasat în zona de Sud a județului Prahova. Suprafața totală disponibilă a terenului este, de aproximativ 85.000 m².

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

Aceasta se regăsește la aproximativ 3 km. față de centrul Mun. Ploiești, județul Prahova.



Fig. 3.1 – Imagine satelit Municipiului Ploiești

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

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

d) surse de poluare existente în zonă

Nu există o altă sursă de poluare în zonă

e) date climatice și particularități de relief

Municipiul Ploiești este așezat în centrul Munteniei, în partea central-nordică a Câmpiei Române.

Ploieștiul, unul dintre orașele cele mai importante ale țării, se află la cea mai mică distanță de capitală, și cu toate că pe parcursul a patru secole a avut strânse legături cu aceasta, el și-a păstrat personalitatea.

Râul Teleajen, în vecinătatea Ploieștiului

Orașul Ploiești este traversat de meridianul 25°E (în partea sa de vest) și de paralela 44°55'N (în partea de sud). Paralela 45 Nord trece prin comunele suburbane Păulești, Blejoi și Bucov. Municipiul ocupă o suprafață de peste 60 km², din care 35 km² reprezintă comunele suburbane.

Ploieștiul se găsește între două mari râuri, primul dintre ele, Prahova, spre sud-vest, atingând ușor municipiul prin comuna suburbană Brazi, iar cel de-al doilea, Teleajenul, spre nord și est, străbătându-l prin comunele suburbane Blejoi, Bucov, Berceni. Orașul este așezat pe râul Dâmbu, care izvorăște în zona de dealuri a orașului Băicoi, trece prin oraș și prin două comune

suburbane și apoi prin comuna Râfov, unde se varsă în Teleajen. Dâmbu are astăzi apa puțină; este canalizat pe aproape toată partea ploieșteană a traseului său, în el deversându-se, la ieșirea din oraș, sistemul de canalizare al acestuia.

Temperatura medie anuală este de 10,5 °C, iar valorile minime și maxime înregistrate în secolul nostru au fost de -30 °C la 25 ianuarie 1942 și respectiv de 43 °C la 19 iulie 2007.[necesită citare] În medie, pe an sunt 17 zile geroase, 26 reci, 99 calde, 30 tropicale, restul fiind zile cu o temperatură moderată.

Cantitatea medie multianuală de precipitații este de 600 mm, cu 30–40 mm în ianuarie și 88 mm în luna iunie. Anul cel mai ploios a fost 1901, cu 963,9 mm, iar cel mai secetos 1930, cu 305,3 mm. Pe an, sunt în medie 104 zile cu precipitații lichide, 26 cu ninsoare, 112 cu cer senin, 131 cu cer noros și 122 cu cer acoperit.

Orașul se află sub influența predominantă a vânturilor de nord-est (40 %) și de sud-est (23 %), cu o viteză medie de 3,1 m/sec. În medie, sunt 11 zile pe an cu vânt cu viteză de peste 11 m/s și numai 2 zile cu vânt de peste 16 m/s. Presiunea atmosferică este de 748,2 mmHg.

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului clima de câmpie care este localizată în partea sudică a județului și se caracterizează prin temperaturi medii anuale de peste 10°C și prin precipitații de 550-600 mm, cu temperaturi medii cuprinse între -4 °C și 28 °C, așa cum se poate observa în fig. 3.2.

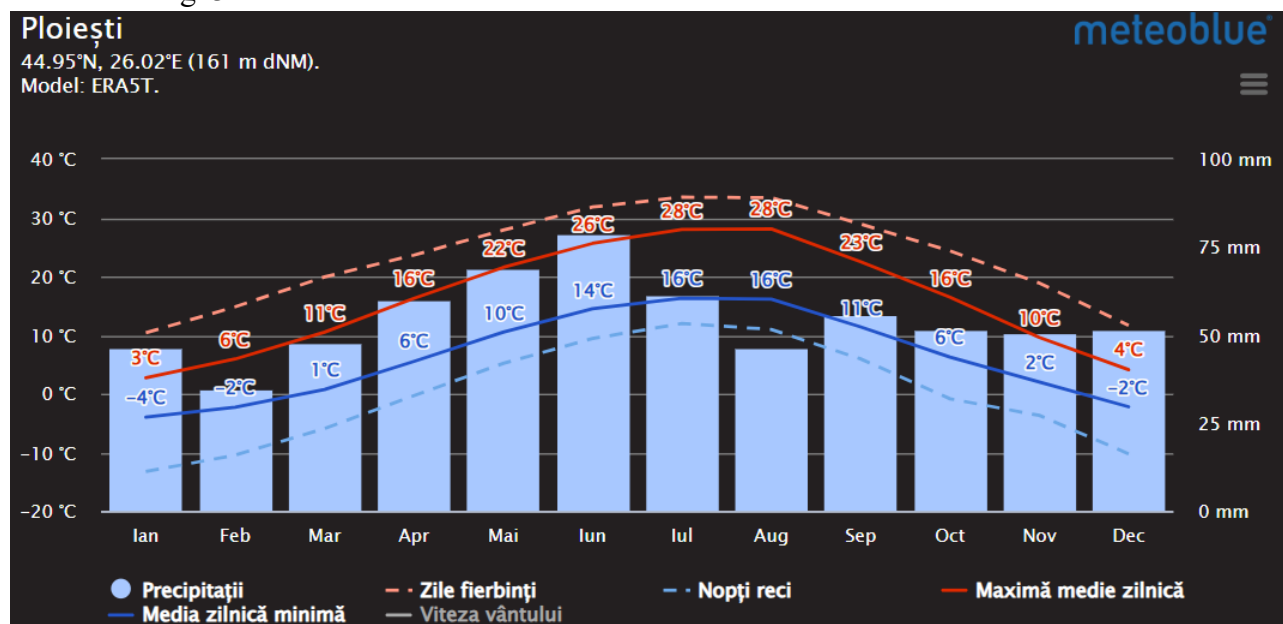


Fig. 3.2 – Particularitățile climatice ale amplasamentului

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 Municipiului Ploiești din județul Prahova. În figura numărul 3.3 se afișează în câte zile pe lună se ating anumite temperaturi.

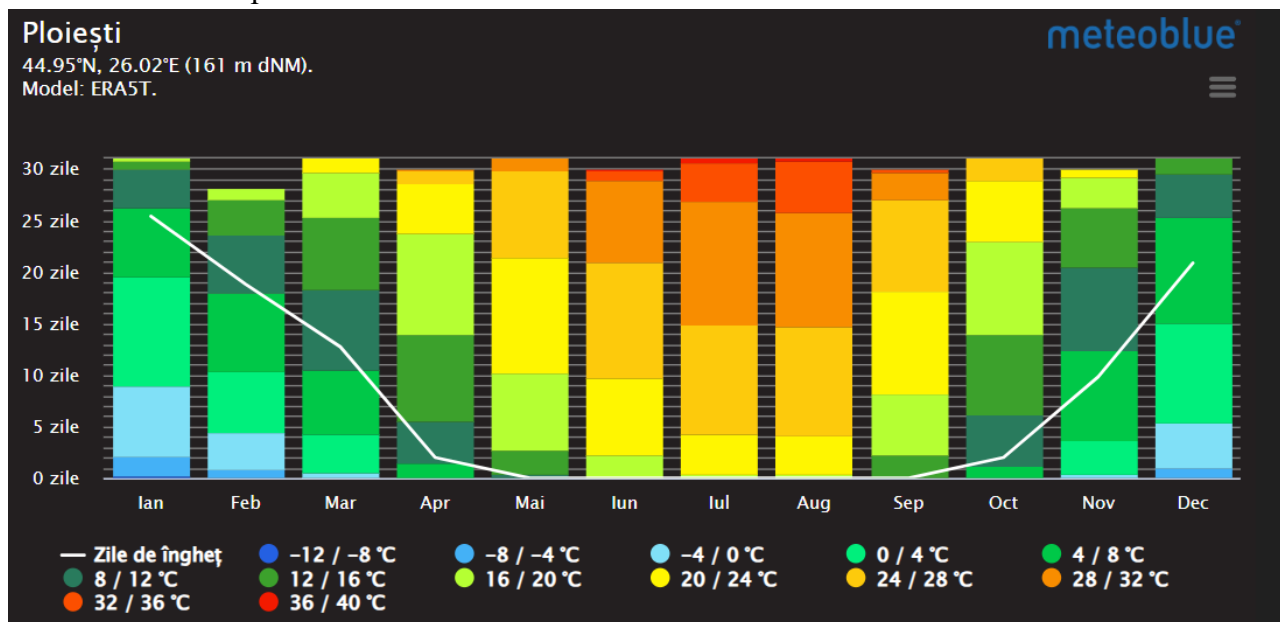


Figura 3.3 Diagrama temperaturii maxime

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

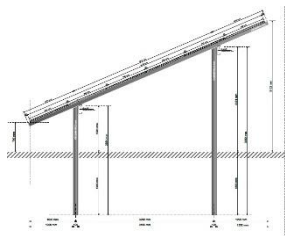
Ținând seama de randamentele nominale ale diverselor tehnologii de conversie, dar și de prețurile din piața la momentul realizării prezentei lucrări, se recomandă a fi considerate pentru analiza module fotovoltaice monocristaline.

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

- **Scenariul 1 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 660 Wp [CEF Rompetrol Rafinare S.A. – 4,8 MW (4,99356 MWp - DC) + stocare 8,944MWh];**
- **Scenariul 2 – Module fotovoltaice monocristaline cu o putere nominală de 525Wp [CEF Rompetrol Rafinare S.A. – 3,9 MW (3,97215 MWp - DC) + stocare 8,944MWh];**
- **Scenariul 3 – Centrală ciclu combinat avansat de 4,8 MWe pe gaze naturale.**

Pentru scenariile 1, 2 se descriu următoarele:

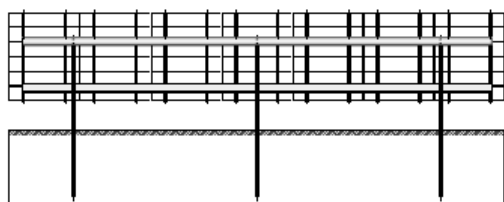
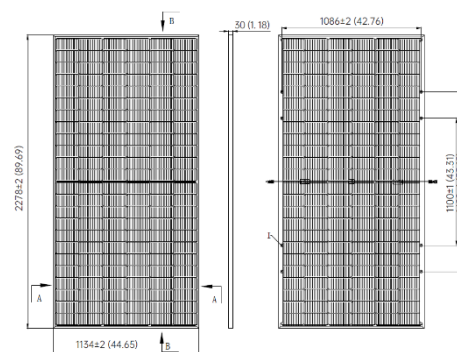
- Invertorul convertește energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în 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 8 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 metalice 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 prefabricată special proiectată



pentru instalații fotovoltaice, care respectă azimutul și structura terenului 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.

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.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului, pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate. 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.



Se propune un singur tip de structură de tip 2 panouri puse portret 20-26 panouri pe șir. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 20°-30°.

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 invertoare 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 invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertoare.

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).

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 IRE-Ip 30/2004 instalația de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (Rd) 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 împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-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 660 Wp [total putere instalată 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC) + stocare 8,944MWh]

În cazul scenariului 1 se consideră o putere instalată totală de 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC). Sistemul fotovoltaic va avea un număr de 7.566 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.382 x 1.134 x 30 mm și o greutate de aproximativ 33,5 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 660 Wp, cu un randament nominal de 24,2%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 660 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 (24x6)	-
Dimensiuni	2.382 x 1.134 x 30	mm
Greutate	33,5	kg
Module PV per palet	36	Buc.
Module PV per container	720	Buc.
Putere nominală (Pmax)	660	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	44,85	V
Intensitate curent de operare (Imp)	14,72	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	54,00	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	15,41	A
Eficiență modul	24,2	%
Temperaturi de exploatare	-40 – +85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	30	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 300kW (16 bucăți – 4,80 MW), cu un randament minim de 98,8% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.

Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 300 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	300	kW
Putere maxima (AC)	330	kW
Putere nominală aparentă (AC)	330	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	800	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	216,6	A
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Intensitatea maximă a curentului electric	238,2	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	1	%
Dimensiuni	1.048 x 732 x 395	mm
Greutate	112	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

Sistemul de stocare va fi construit folosind o configurație de baterii de tip Litiu-Ion (LFP), cu o capacitate instalată de 8,944 MWh (doua baterii de 4,472 MWh). Aceste baterii vor avea un randament minim de 89,50% pe ciclu de încărcare-descărcare, la o rată de încărcare/descărcare de 0,5C, la o temperatură standard de 25 de grade Celsius și un nivel de stare a sănătății (SoH) de 50%.

Sistemul de stocare denumit în continuare va fi compus din:

- Sistemul de baterii electrochimice, dispus în soluție modulară, containerizată / pe skid-uri metalice
- Sistemul de invertoare bidirecționale, cu rolul de a asigura conversia AC / DC / AC, dispus în soluție modulară, containerizată / pe skid-uri metalice
- Sistemul de transformatoare de putere ridicătoare (JT/20 kV), cu rolul de a ridica nivelul tensiunii pentru asigurarea racordului la rețea beneficiarului, dispus în soluție PTM (Post de transformare în Anvelopă Metalică), PTAB (Post de Transformare în Anvelopă de Beton) sau PTAZ (Post de Transformare în Anvelopă Zidită);

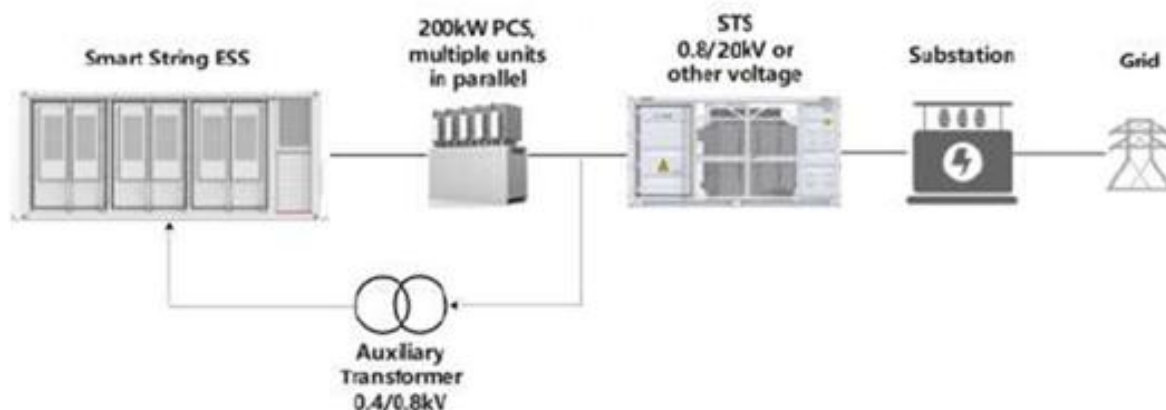


Figura 3.4: Schema de funcționare

Starea de sănătate (SoH) a unei baterii reprezintă discrepanța între starea actuală a unei baterii utilizate și starea unei baterii noi, luând în considerare procesul de îmbătrânire a celulelor. Aceasta este calculată ca raportul între capacitatea maximă actuală a bateriei și capacitatea nominală a acesteia. Durata de viață a bateriilor va fi de cel puțin 15 ani. Prin aplicarea unui program de mentenanță preventivă, durata de viață operațională a bateriilor poate fi extinsă la un interval de aproximativ 20 de ani.

Rolul unei baterii de stocare a energiei electrice într-un sistem fotovoltaic (PV) este esențial pentru creșterea eficienței și autonomiei energetice a sistemului. Mai jos sunt principalele funcții și avantaje ale acesteia:

Stocarea energiei produse în exces:

- În timpul zilei, panourile solare pot produce mai multă energie decât este consumată.
- Bateria stochează această energie pentru a fi folosită ulterior, mai ales pe timp de noapte sau în condiții meteorologice nefavorabile.

Asigurarea alimentării continue cu energie:

- În lipsa luminii solare (noapte, nor, iarnă), bateria furnizează energia necesară, asigurând continuitatea în alimentare.

Pentru sistemul propus, bateria propriu zisă, va avea caracteristicile tehnice minim obligatorii prezentate în tabelul de mai jos:

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Capacitate totală a containerului	4472	kWh
Tensiune nominală per rack de celule	1209,6 V	V
Capacitate nominală a celulelor	280 Ah, 16,13	kWh
Rată maximă de încărcare/descărcare (C)	$\leq 0,5$	C
Adâncimea maximă de descărcare	≤ 100	%

Cicluri	1/zi timp de 15 ani	timp de 15 ani
Garanție	15	ani
Randament ciclu complet	86,63	%
Dimensiune container	6058 x 2896 x 2438	mm
Masă container	30 t	t
Clasa de protecție	IP55	-
Temperatură de funcționare	-30...55	grade Celsius
Răcire	Smart air cooling	-

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici, la o înclinare de 30° cu orientarea Sud.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând softul specializat PV SOL si platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.5 și în Tabelul 3.3.

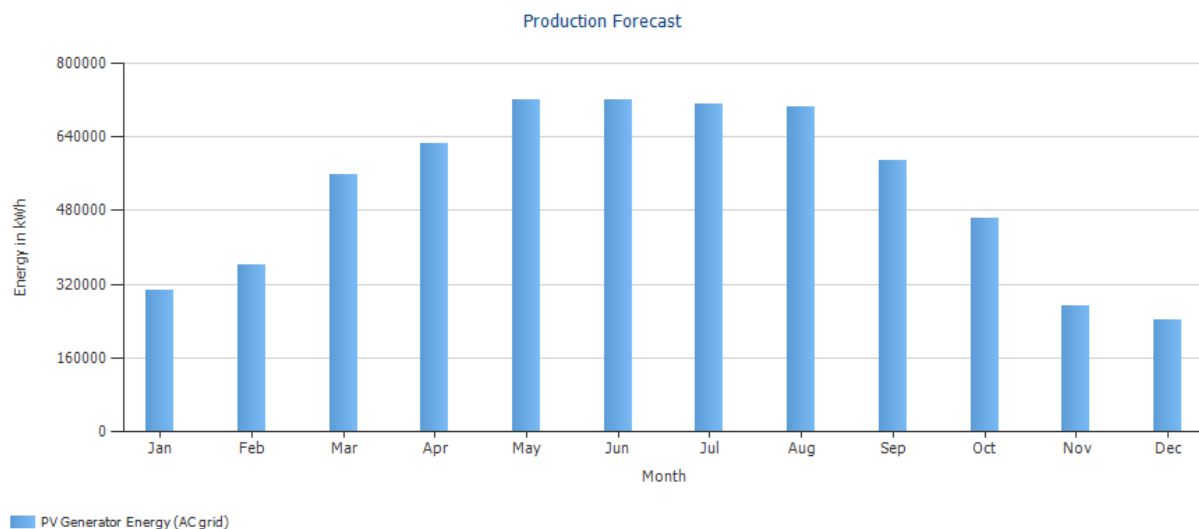


Fig. 3.5 – Simularea sistemului PV monocristalin–module 660Wp + invertoare 300 kW Rompetrol Rafinare S.A.

Tabelul 3.3 – Producția Sistemului PV CEF Rompetrol Rafinare S.A. monocristalin – module 660 Wp + inverter 300 kW

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă [kWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună] TOTAL
Ianuarie	307.414,9	307,42
Februarie	361.690,7	361,69
Martie	557.925,2	557,93
Aprilie	625.031,7	625,03
Mai	719.631,9	719,63
Iunie	719.641,0	719,64
Iulie	710.122,9	710,12
August	704.425,2	704,43
Septembrie	587.164,7	587,16

Octombrie	462.751,3	462,75
Noiembrie	273.589,0	273,59
Decembrie	241.735,3	241,74
TOTAL	6.271.123,8	6.271,124

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați sunt:

- Indicatorul I.1 = *Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 4,80 MW.*
- Indicatorul I.2 = *Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 6.271,124 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 3.837,30 tone CO₂/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.306 h/an.*
- Indicatorul I.3 = *Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: 6.271,124 MWh/an = 539,22 tep/an.*
- Indicatorul I.4 = *Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 112.103,24 MWh/20 ani.*
- Indicatorul I.5 = *Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu 100%*
- Indicatorul I.6 = *Factorul de capacitate al centralei (%) producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8.760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8.760 h) * 100: 14,91%.*

Având în vedere cele menționate mai sus reiese că se respectă condiția din ghid $I \leq 30\% P$
 $(0 \leq 30\% * 6.271,124)$

unde:

I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea, având la bază ca document justificativ facturile emise de furnizor (în cazul încheierii unui contract de prosumator) sau cantitatea injectată în rețea înregistrată de contorul de măsură al operatorului de rețea.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, având la bază ca document justificativ producția înregistrată de contorul centralei.

3.2.2. SCENARIUL 2 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 525Wp [total putere instalată 3,9 MW (3,97215 MWp - DC) + stocare 8,944MWh]

Folosind aceeași suprafață de teren – 85.000 m², în cazul scenariului 2 se consideră o putere instalată totală de 3,9 MW (3,97215 MWp - DC). Sistemul fotovoltaic va avea un număr de 7.566 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 de celule (monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.094 x 1.134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 26 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 525 Wp, cu un randament nominal de 22,1%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.4.

Tabelul 3.4 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 525 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132 (22x6)	-
Dimensiuni	2.094 x 1.134 x 35	mm
Greutate	26	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	682	Buc.
Putere nominală (Pmax)	525	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	40.06	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13.11	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	47.73	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	14.12	A
Eficiență modul	22,1	%
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 300 kW (13 bucăți – 3,9 MW), cu un randament minim de 98,8% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.5.

Tabelul 3.5 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 300 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	300	kW
Putere maxima (AC)	330	kW
Putere nominală aparentă (AC)	330	kVA

Tensiunea nominală la ieșire	800	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	216,6	A
Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Intensitatea maximă a curentului electric	238,2	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	1	%
Dimensiuni	1.048 x 732 x 395	mm
Greutate	112	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-

Modulele PV vor fi instalate pe suporti metalici, la o înclinare de 30° cu orientarea SUD.

Sistemul de stocare va fi construit folosind o configurație de baterii de tip Litiu-Ion (LFP), cu o capacitate instalată de 8,944 MWh (doua baterii de 4,472 MWh). Aceste baterii vor avea un randament minim de 89,50% pe ciclu de încărcare-descărcare, la o rată de încărcare/descărcare de 0,5C, la o temperatură standard de 25 de grade Celsius și un nivel de stare a sănătății (SoH) de 50%.

Sistemul de stocare denumit în continuare va fi compus din:

- Sistemul de baterii electrochimice, dispus în soluție modulară, containerizată / pe skid-uri metalice
- Sistemul de invertoare bidirecționale, cu rolul de a asigura conversia AC / DC / AC, dispus în soluție modulară, containerizată / pe skid-uri metalice.
- Sistemul de transformatoare de putere ridicătoare (JT/20 kV), cu rolul de a ridica nivelul tensiunii pentru asigurarea racordului la rețea beneficiarului, dispus în soluție PTM (Post de transformare în Anvelopă Metalică), PTAB (Post de Transformare în Anvelopă de Beton) sau PTAZ (Post de Transformare în Anvelopă Zidită);

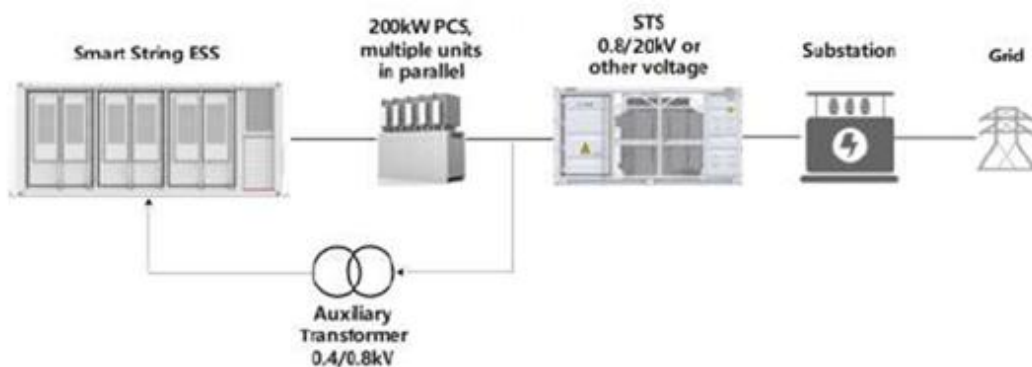


Figura 3.6: Schema de funcționare

Starea de sănătate (SoH) a unei baterii reprezintă discrepanța între starea actuală a unei baterii utilizate și starea unei baterii noi, luând în considerare procesul de îmbătrânire a celulelor. Aceasta este calculată ca raportul între capacitatea maximă actuală a bateriei și capacitatea nominală a acesteia. Durata de viață a bateriilor va fi de cel puțin 15 ani. Prin aplicarea unui program de mentenanță preventivă, durata de viață operațională a bateriilor poate fi extinsă la un interval de aproximativ 20 de ani.

Rolul unei baterii de stocare a energiei electrice într-un sistem fotovoltaic (PV) este esențial pentru creșterea eficienței și autonomiei energetice a sistemului. Mai jos sunt principalele funcții și avantaje ale acesteia:

Stocarea energiei produse în exces:

- În timpul zilei, panourile solare pot produce mai multă energie decât este consumată.
- Bateria stochează această energie pentru a fi folosită ulterior, mai ales pe timp de noapte sau în condiții meteorologice nefavorabile.

Asigurarea alimentării continue cu energie:

- În lipsa luminii solare (noapte, nor, iarnă), bateria furnizează energia necesară, asigurând continuitatea în alimentare.

Pentru sistemul propus, bateria propriu zisă, va avea caracteristicile tehnice minim obligatorii prezentate în tabelul de mai jos:

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Capacitate totală a containerului	4472	kWh
Tensiune nominală per rack de celule	1209,6 V	V
Capacitate nominală a celulelor	280 Ah, 16,13	kWh
Rată maximă de încărcare/descărcare (C)	$\leq 0,5$	C
Adâncimea maximă de descărcare	≤ 100	%
Cicluri	1/zi timp de 15 ani	timp de 15 ani
Garanție	15	ani
Randament ciclu complet	86,63	%
Dimensiune container	6058 x 2896 x 2438	mm
Masă container	30 t	t
Clasa de protecție	IP55	-
Temperatură de funcționare	-30...55	grade Celsius
Răcire	Smart air cooling	-

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PV SOL și platforma PV GIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.7 și în Tabelul 3.6.

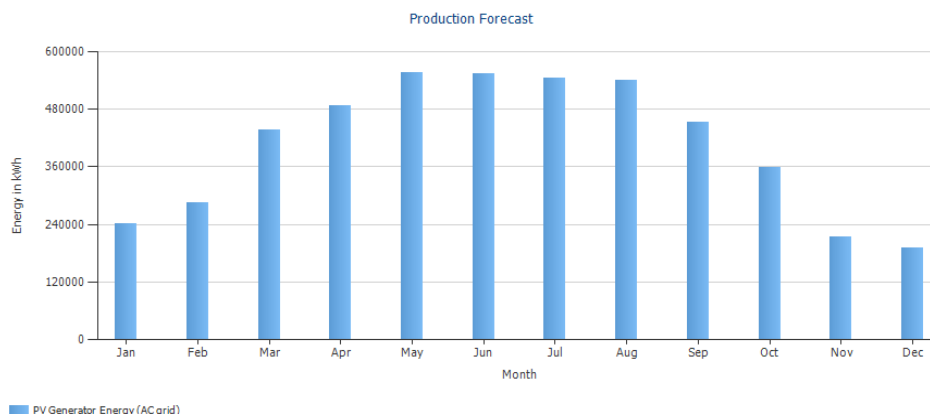


Fig. 3.7 – Simularea sistemului PV monocristalin–module 525Wp + invertoare 300 kW pentru CEF Rompetrol Rafinare S.A

Tabelul 3.6 – Producția Sistemului PV CEF Rompetrol Rafinare S.A. monocristalin – module 525 Wp + invertoare 300 kW

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă [kWh/lună] Zona 1	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună] TOTAL
Ianuarie	242.490,7	242.49
Februarie	284.408,0	284.41
Martie	436.464,0	436.46
Aprilie	486.807,3	486.81
Mai	556.598,1	556.60
Iunie	554.313,9	554.31
Iulie	545.117,1	545.12
August	540.761,0	540.76
Septembrie	453.551,8	453.55
Octombrie	359.846,1	359.85
Noiembrie	214.421,5	214.42
Decembrie	190.297,0	190.30
TOTAL	4.865.076,5	4.865,076

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați sunt:

- Indicatorul I.1 = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: **3,9 MW**.
- Indicatorul I.2 = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică **4.865,076 MWh/an** * **0,6119 tone CO₂/MWh** = **2.976,94 tone CO₂/an**. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de **1.247 h/an**.
- Indicatorul I.3 = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: **4.865,076MWh/an** = **418,32 tep/an**.
- Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: **86.968,58 MWh/20 ani**.

- Indicatorul I.5 = *Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu 100%*
- Indicatorul I.6 = *Factorul de capacitate al centralei (%) producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8.760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8.760 h) * 100: 14,24%.*

Având în vedere cele menționate mai sus reiese că se respectă condiția din ghid $I \leq 30\% P$

$$(0 \leq 30\% * 4.865,076)$$

unde: I = Cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea, având la bază ca document justificativ facturile emise de furnizor (în cazul încheierii unui contract de prosumator) sau cantitatea injectată în rețea înregistrată de contorul de măsură al operatorului de rețea.

P = Cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrala electrică instalată, având la bază ca document justificativ producția înregistrată de contorul centralei.

3.2.3. SCENARIUL 3 – CENTRALĂ CICLU COMBINAT AVANSAT DE 4,80 MWe PE GAZE NATURALE

Scenariul 3 este reprezentat de o centrală cu ciclu combinat avansat de 4,80 MWe pe gaze naturale.

Schema tehnică a echipamentelor necesare este prezentată în Figura 3.10.

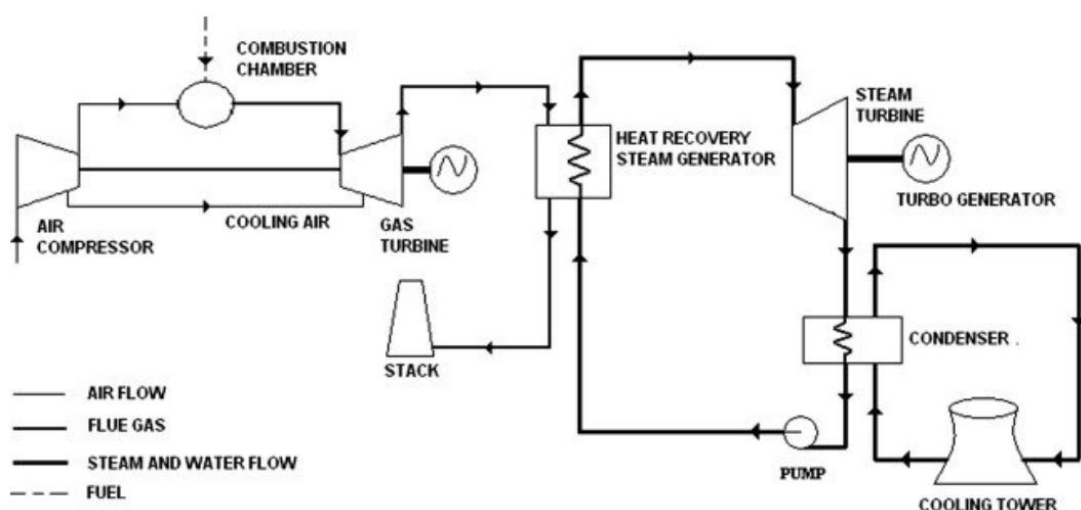


Figura 3.10 – Schema unui ciclu combinat avansat pe gaze naturale pentru producere energie electrică

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 decarbonisation 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 6.271,124 MWh/an), cantitatea anuală de gaz natural consumat va fi de 10.368,45 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 3.10.

Tabelul 3.10 – Consumuri anuale de gaze naturale pe durata de studiu (considerarea la producerea aceleiași cantități de energie electrică ca la scenariul 1)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7
Consum gaze naturale [MWh/an]	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45

Anul de funcționare	8	9	10	11	12	13	14
Consum gaze naturale [MWh/an]	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45

Anul de funcționare	15	16	17	18	19	20
Consum gaze naturale [MWh/an]	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45	10.368,45

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 4)

Devize pe obiecte Scenariul 1 - (Anexa 5)

Scenariul 2

Deviz general centralizator Scenariul 2 – (Anexa 6)

Devize pe obiecte Scenariul 2 - (Anexa 7)

- 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 3.11 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru parc fotovoltaic de 4,80 MW

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00

Anul de funcționare	8	9	10	11	12	13	14
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00

Anul de funcționare	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00	115.500,00

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

Tabelul 3.12 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru parc fotovoltaic de 3,9 MW

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00

Anul de funcționare	8	9	10	11	12	13	14
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00

Anul de funcționare	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [euro/an]	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00	104.600,00

Pentru scenariul 3, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (mil.euro/an) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Tabelul 3.14 – Cheltuieli anuale cu combustibilul pentru ciclul combinat de 4,8 MWe

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale cu combustibilul [mil.euro/an]	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale cu combustibilul [mil.euro/an]	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065	6,065

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

3.4. STUDII DE SPECIALITATE, ÎN FUNCȚIE DE CATEGORIA ȘI CLASA DE IMPORTANȚĂ A CONSTRUCȚIILOR, după caz

- studiu topografic: beneficiarul a realizat studiul topografic.
- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitatea terenului: beneficiarul a realizat studiul geotehnic
- 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 8.

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUS(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, Rompetrol Rafinare S.A. urmează să implementeze un proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în Municipiului Ploiești, județul Prahova. Având la dispoziție o

suprafata disponibila a terenului de aproximativ 85.000 m², compania dorește optimizarea la maxim a acestei suprafete.

Astfel, ca urmare a posibilității accesării sprijinului financiar în cadrul Fondului de modernizare – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, Rompetrol Rafinare S.A.. dorește implementarea unui parc fotovoltaic, iar conform Ghidului acestui program perioada de referință este de 20 ani.

4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI ȘI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTIȚIA

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, terenul este situat în zonă plană cu relief de câmpie.
- inundații → risc redus, terenul 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, ca măsură de protecție antiefracție terenul va fi împrejmuț, va avea sistem de securitate cu fir senzitiv 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 UTILITĂȚILOR ȘI 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

Principală 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 Rompetrol Rafinare S.A. îl are, la nivel național, iar pe de altă parte optimizarea performanțelor financiare.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul Rompetrol Rafinare S.A., 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, Rompetrol Rafinare S.A. 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

Nu este cazul.

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 ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ 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 Rompetrol Rafinare S.A., cât și reducerea impactului asupra mediului.

4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

4.6.1. PREZENTAREA CONTEXTULUI

Contextul în care se va realiza proiectul vizează mai multe dimensiuni analitice:

Contextul social - în prezent România se confruntă cu un fenomen de creștere semnificativă a prețurilor în sectorul energiei electrice, acest aspect fiind resimțit la nivelul tuturor tipurilor de consumatori. În ceea ce privește consumatorii din sectorul activităților economice, creșterea prețurilor la energia electrică are un efect de domino în sensul că aceasta creștere se va reflecta în prețul bunurilor și serviciilor pe care antreprenorii le oferă. De altfel, acest lucru este resimțit la nivel mondial, activitatea economică din UE fiind direct afectată și în unele sectoare chiar mai mult decât media globală. Realizarea unor proiecte prin intermediul cărora sunt create capacități noi de producere a energiei verzi vor contribui atât la consolidarea capacităților SEN, la reducerea emisiilor de carbon, cât și la atenuarea creșterii prețurilor din sectorul energiei, dar și din toate celelalte sectoare care includ în costul bunurilor și serviciilor oferite și prețul energiei electrice consumate pentru realizarea acestora;

Contextul economic – având în vedere faptul că economia României parcurge o perioadă de consolidare este nevoie ca întregul sector să beneficieze de cele mai eficiente soluții pentru eficientizarea costurilor cu bunurile și serviciile pe care le oferă. În acest sens costul cu energia electrică poate reprezenta un factor determinant în stabilirea prețului final în foarte multe sectoare economice, în unele fiind determinant (industrie), fapt ce determină identificarea celor mai bune soluții pentru optimizarea acestor costuri, iar producerea de energie regenerabilă constituie cea mai bună soluție a momentului. Menținerea la un preț acceptabil a costurilor cu energia electrică va avea drept efect în sectorul economic și o menținere a prețurilor bunurilor și serviciilor achiziționate.

Contextul politic – România parcurge o perioadă de stabilitate politică, care se reflectă la nivel guvernamental, aspect care poate avea efecte pozitive în domeniul economic și social generând și o

predictibilitate în ceea ce privește deciziile politice. Dacă din acest punct de vedere se poate consemna o situație pozitivă, la nivel regional sectorul producerii de energie electrică poate fi afectat de contextul geopolitic actual și de problemele cu care se confruntă țările de graniță ale României. Cu toate că sistemul energetic din țara noastră are un grad de autonomie și independență foarte ridicat, totuși costul producerii de energie electrică clasică precum și prețurile de vânzare către consumatori au fost afectate în mod semnificativ de tendințele de creștere înregistrate la nivel global. Din punct de vedere politic există voința de implicare în plafonarea sau subvenționarea costurilor cu energia electrică, însă trebuie identificate cele mai bune soluții legislative și cele mai potrivite politici publice sectoriale pentru a implementa aceste măsuri în condiții de legalitate și eficiență.

Contextul instituțional – în România există în cadrul sistemului instituțional mai multe entități care sunt implicate în gestionarea sistemului național energetic (detinatori de rețele, furnizori, distribuitori, ANRE etc.). De asemenea există legislație în domeniul reglementării producerii de energie electrică și entități abilitate care emit avize și autorizații în acest sector, dar și entități care răspund de monitorizarea și verificarea conformității legale și tehnice a SEN.

4.6.2. DEFINIREA OBIECTIVELOR CONFORM SCENARIULUI ALES

Obiectivul general al proiectului

Obiectivul general al proiectului este de a aborda principalele provocări ale sectorului energetic din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului.

Prin implementarea proiectului se vor atinge următoarele obiective:

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;

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

Proiectul de față are ca scop sprijinirea întreprinderii Rompetrol Rafinare S.A. în crearea unei noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu stocare integrată.

Rezultatele așteptate ale acestui proiect sunt:

Realizarea unei capacități noi instalate de producere a energiei electrice din surse solare de o putere instalată totală de 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC). Sistemul fotovoltaic va avea un număr de 7.566 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.382 x 1.134 x 30 mm și o greutate de aproximativ 33,5 kg. Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 660 Wp, cu un randament nominal de 24,2%.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt următoarele:

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile în scopul autoconsumului, 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 „*Construire centrală electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație de stocare energie și posturi de transformare și demolare cladiri C101, C102, C103, C105 " in Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr. 146, Extras CF 124289*”:

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 urmăriți prin proiect rezultați sunt:

- Indicatorul I.1 = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 4,80 MW.
- Indicatorul I.2 = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 6.271,124 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 3.837,30 tone CO₂/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.306 h/an.
- Indicatorul I.3 = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: 6.271,124 MWh/an = 539,22 tep/an.
- Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 112.103,24 MWh/20 ani.
- Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu 100%
- Indicatorul I.6 = Factorul de capacitate al centralei (%) producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8.760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8.760 h) * 100: 14,91%.

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 „*Construire centrală electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație de stocare energie și posturi de transformare și demolare cladiri C101, C102, C103, C105 " in Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr. 146, Extras CF 124289*” 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 Tutoeur Costurilor Investiției – VANF(C). Valoarea actualizată netă financiară a investiției este definită ca suma care rezultă atunci când costurile de investiție și de operare preconizate ale proiectului (actualizate) sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate.

4.6.3. 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. și nu conțin costurile cu cheltuieli diverse și neprevăzute prezentate la Capitolul 5.3 din Anexa 4 - Devizul General.

Tabelul 4.1 - Costurile de investie

Scenariu	Cost Euro	Cost RON
1	4.449.705,01	22.143.067,04
2	4.266.088,64	21.229.336,90
3	6.065.606,23	30.184.276,30

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 (turbina gaz, turbina abur, compresor gaz, cazan recuperator, degazor, tur racier și generator) cat și a echipamentor secundare (conducte gaz, conducte abur, supape de siguranță etc.). Totodata se fac zilnic teste chimice ale agentului primar (apa/abur) pentru turbina pe abur (conform standardelor de exploatare) și se impune supraveghere permantena 24h/24 de către un fochist/automatist. Pentru mentenanta corectiva, dacă un echipament se defecteaza se opreste toata instalatia. 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	115.500,00	574.762,65
2	104.600,00	520.520,98
3	1.208.513,28	6.013.924,64

Se poate observa că, în scenariul 1, costurile de exploatare și mentenanță se ridică la valoarea, de 115.500,00 EUR/an, în scenariul 2, costurile se ridică la 104.600,00 EUR/an, iar în scenariul 3, acestea se ridică la 1.208.513,28 EUR/an. Acest lucru se datorează utilizării gazului natural în varianta a 3-a, dar și din punct de vedere al implicațiilor privind mentenanța sistemelor fotovoltaice.

4.6.4. 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 Rompetrol Rafinare S.A., prin autoconsumul de energie electrică produsă de CEF Rompetrol Rafinare S.A.

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 estimarea prețului energiei electrice s-a recurs la consultarea prețurilor medii ale energiei electrice pentru ultimii ani și la studierea contextului actual. S-a obținut o valoare medie de aproximativ **401,41 Lei/MWh**, conform tabelului de mai jos.

Anul	Preț energie electrică PZU [lei/MWh]
2019	238,80
2020	190,92
2021	549,52
2023	512,87
2024	514,96
Pret mediu	401,41

În modelele financiare dezvoltate în cadrul acestui studiu de fezabilitate, s-a luat drept valoare de referință pentru prețul energiei electrice valoare de **400 lei/MWh**, adică **80,381 Euro/MWh**, la cursul de **4,9763 RON/EUR** (curs Ghid).

Anul 2022 nu a fost inclus în calculul mediei, întrucât a fost considerat un an atipic, extrem, marcat de circumstanțe excepționale generate de conflictul armat din Ucraina, care au condus la perturbări majore și la o volatilitate accentuată a pieței energetice europene, cu impact semnificativ asupra formării prețurilor la energie electrică.

În analiza prețului energiei electrice, utilizarea unei valori de referință de 400 lei/MWh este justificată de contextul actual al pieței și de așteptările privind evoluțiile viitoare. Deși piața nu este încă complet liberalizată, există un angajament clar ca acest proces să fie finalizat în cursul acestui an, ceea ce va influența mecanismele de formare a prețurilor și va stimula competiția între furnizori.

Odată cu liberalizarea, se anticipează o creștere a concurenței pe piața de energie, ceea ce va determina o ajustare a tarifelor în funcție de cerere și ofertă, favorizând prețuri mai competitive pentru consumatori. Un alt factor care contribuie la justificarea acestei valori este stabilizarea pieței energiei electrice, după o perioadă marcată de volatilitate ridicată. În ultimii ani, prețurile au fost influențate de criza energetică europeană și de perturbările generate de fluctuațiile prețurilor la combustibilii fosili. Cu oate acestea, creșterea capacităților de producție din surse regenerabile, diversificarea surselor de aprovizionare și măsurile de eficiență energetică adoptate la nivel național și european au contribuit la o tendință de echilibrare a pieței. România beneficiază de o interconectare tot mai bună cu piețele europene, ceea ce înseamnă că scăderile de preț la nivel regional au un impact direct asupra pieței locale.

Pe lângă efectele liberalizării, dinamica cererii de energie electrică joacă un rol important în stabilirea prețului. Adoptarea unor soluții mai eficiente energetic, creșterea ponderii prosumatorilor și utilizarea tehnologiilor de management inteligent al consumului contribuie la o reducere a cererii nete din rețea. Aceste evoluții, împreună cu creșterea producției regenerabile, reduc dependența de energia produsă din surse convenționale, ceea ce favorizează o tendință descendentă a prețurilor.

Astfel, utilizarea unei valori de 400 lei/MWh în analiza prețului energiei electrice reflectă o estimare realistă, luând în considerare atât așteptările privind liberalizarea pieței și impactul acesteia asupra competitivității, cât și tendințele de stabilizare a pieței, creșterea ponderii regenerabilelor și eficientizarea consumului energetic. Așadar, prețul de 400 Lei/MWh a fost considerat în dezvoltarea tuturor modelelor financiare și economice utilizate în acest Studiu de Fezabilitate

Tabelul 4.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii EUR	Beneficii RON
1	504.079,24	2.508.449,52
2	391.059,74	1.946.030,58
3	504.079,24	2.508.449,52

4.6.5. 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 financiar 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 **7,5%/an**;

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

7.5%/an;(https://anap.gov.ro/web/wp-content/uploads/2025/01/ORDIN-nr.-3.694-din-23-decembrie-2024.pdf - aprobarea metodologiei de calcul al ratei de actualizare ce va fi utilizată la atribuirea contractelor de achiziție publică, se stabilește pentru anul 2025 un nivel al acestui indicator de 7,5%.)

- Rata de schimb valutar – **4,9763 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.

Analiza comparativă a celor două scenarii evidențiază clar importanța finanțării nerambursabile în asigurarea viabilității și rentabilității proiectului. Scenariile fără finanțare nerambursabilă 1 și 2 sunt neviabile și necesită finanțare nerambursabilă. Cu ajutorul finanțării nerambursabile, scenariile 1 și 2 devin profitabile.

Dintre acestea, scenariul 1 este mai avantajos, având cea mai mare rentabilitate, cel mai scurt termen de recuperare și cele mai mari beneficii financiare. Scenariul 2, deși viabil, este considerabil mai puțin profitabil, necesitând o perioadă mai lungă pentru recuperarea investiției. Aceste rezultate evidențiază necesitatea finanțării nerambursabile și confirmă că Scenariul 1 reprezintă cea mai bună soluție din punct de vedere economic.

1) Fara finanțare nerambursabilă

Pentru cele două variante constructive ale parcului au fost obținuți următorii indicatori financiari:

Denumire	Unitate de măsură	Scenariu 1	Scenariu 2
RIRF (Rata de rentabilitate financiară RRF/C)	%	4,53%	1,44%
VANF (Valoare actualizată netă financiară)	LEI	-4.501.837,13	-8.304.178,07
Costuri investitoriale	LEI	22.143.067,04	21.229.336,90
VANF încasări	LEI	23.500.360,37	18.231.349,69
VANF cheltuieli	LEI	-28.002.197,50	-26.535.527,77
TR	ani	12,53	16,99
RBC		0,84	0,69

Scenariile 1 și 2, care nu beneficiază de finanțare nerambursabilă, nu sunt viabile din punct de vedere economic, deoarece indicatorii financiari evidențiază o rentabilitate scăzută și pierderi semnificative.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de 4,53% în cazul scenariului 1 și de 1,44% în cazul scenariului 2, sub pragul minim de 7,5%, ceea ce sugerează că proiectul necesită finanțare nerambursabilă pentru implementare. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) de 0,84 pentru scenariul 1 și 0,69 pentru scenariul 2 confirmă că beneficiile sunt mai mici decât costurile, ceea ce

înseamnă că proiectul nu se poate susține singur din punct de vedere financiar, necesitând finanțare prin Fondul pentru Modernizare.

În concluzie, niciunul dintre scenarii nu este sustenabil fără finanțare nerambursabilă, având pierderi semnificative și o rentabilitate scăzută. Aceste rezultate subliniază necesitatea unui sprijin financiar extern pentru ca proiectul să fie viabil.

2) CU finanțare nerambursabilă

Denumire	Unitate de măsură	Scenariu 1 – cu finanțarea	Scenariu 2 – cu finanțarea
Valoarea sprijin financiar solicit	LEI	6.879.237,12	5.589.380,16
RIRF (Rata de rentabilitate financiară RRF/C)	%	9,62%	4,97%
VANF (Valoare actualizată netă financiară)	LEI	2.377.399,99	-2.714.797,91
Costuri investitoriale	LEI	15.263.829,92	15.639.956,74
VANF încasări	LEI	23.500.360,37	18.231.349,69
VANF cheltuieli	LEI	-21.122.960,38	-20.946.147,61
TR	ani	8,22	11,83
RBC		1,11	0,87

Scenariul 1, care beneficiază de finanțare nerambursabilă, este viabil și profitabil, având indicatori financiari semnificativ mai buni față de scenariul fără finanțare.

Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de **9,62%**, peste pragul minim de **7,5%**, ceea ce confirmă că investiția este rentabilă și atractivă.

Valoarea Actualizată Netă Financiară (VANF) este pozitivă, la **2.377.399,99 LEI** în cazul scenariului 1, indicând un beneficiu net considerabil, ceea ce face ca proiectul să fie sustenabil pe termen lung.

Termenul de recuperare a investiției (TR) este de **8,22 ani**, semnificativ mai scurt decât în scenariile fără finanțare, ceea ce face ca proiectul să fie atractiv pentru investitori, întrucât costurile sunt amortizate într-un timp relativ redus. Raportul Cost-Beneficiu (RBC) de **1,11** arată că beneficiile depășesc costurile, consolidând rentabilitatea investiției.

Așadar, Scenariul 1 demonstrează că finanțarea nerambursabilă transformă proiectul într-o investiție viabilă și atractivă, cu un randament ridicat și un termen de recuperare optim. Această analiză confirmă importanța accesării finanțării externe pentru a maximiza beneficiile economice ale proiectului.

Având în vedere că s-a luat în calcul o durată de viață a sistemului de 20 ani, valoarea reziduală a investiției este considerată 0.

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

Fără ajutor de stat

Anul	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5	6
Costul de investiție - C _I [EUR]	(4.449.705,01)	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]		(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	-	504.079,20	498.030,25	492.053,89	486.149,24	480.315,45	474.551,67
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(4.449.705,01)	388.579,20	382.530,25	376.553,89	370.649,24	364.815,45	359.051,67
Cashflow cumulat	(4.449.705,01)	(4.061.125,81)	(3.678.595,56)	(3.302.041,67)	(2.931.392,43)	(2.566.576,97)	(2.207.525,31)
Breake even point	(1,00)	(0,91)	(0,83)	(0,74)	(0,66)	(0,58)	(0,50)
Factor de actualizare - F _{act}	1,00	0,93	0,87	0,81	0,75	0,70	0,65
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(4.449.705,01)	361.469,03	331.015,90	303.111,03	277.542,35	254.115,35	232.651,66
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _C [EUR]	(4.449.705,01)	(4.088.235,98)	(3.757.220,08)	(3.454.109,05)	(3.176.566,70)	(2.922.451,35)	(2.689.799,69)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(4.449.705,01)	(107.415,00)	(99.907,50)	(92.977,50)	(86.509,50)	(80.503,50)	(74.844,00)

Cu ajutor de stat

1.382.400,00

Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(3.067.305,01)	388.579,24	382.530,29	376.553,93	370.649,28	364.815,49	359.051,70
--	----------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Fără ajutor de stat

Anul	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
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]	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	468.857,05	463.230,76	457.671,99	452.179,93	446.753,77	441.392,72	436.096,01
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	353.357,05	347.730,76	342.171,99	336.679,93	331.253,77	325.892,72	320.596,01
Cashflow cumulat	(1.854.168,26)	(1.506.437,50)	(1.164.265,51)	(827.585,58)	(496.331,81)	(170.439,09)	150.156,92
Breake even point	(0,42)	(0,34)	(0,26)	(0,19)	(0,11)	(0,04)	0,03
Factor de actualizare - F _{act}	0,60	0,56	0,52	0,49	0,45	0,42	0,39
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	212.987,69	194.973,41	178.471,26	163.355,06	149.509,13	136.827,41	125.212,61
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _C [EUR]	(2.476.812,00)	(2.281.838,58)	(2.103.367,33)	(1.940.012,27)	(1.790.503,14)	(1.653.675,73)	(1.528.463,12)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(69.646,50)	(64.795,50)	(60.291,00)	(56.017,50)	(52.090,50)	(48.510,00)	(45.160,50)

Cu ajutor de stat

Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	353.357,08	347.730,80	342.172,03	336.679,96	331.253,80	325.892,76	320.596,04
--	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Fără ajutor de stat

Anul	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
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]	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)	(115.500,00)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	430.862,86	425.692,50	420.584,19	415.537,18	410.550,74	405.624,13	400.756,64
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	315.362,86	310.192,50	305.084,19	300.037,18	295.050,74	290.124,13	285.256,64
Cashflow cumulat	465.519,78	775.712,29	1.080.796,48	1.380.833,67	1.675.884,40	1.966.008,53	2.251.265,17
Breake even point	0,10	0,17	0,24	0,31	0,38	0,44	0,51
Factor de actualizare - F _{act}	0,36	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,24
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	114.575,57	104.834,53	95.914,50	87.746,78	80.268,35	73.421,46	67.153,16
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c [EUR]	(1.413.887,54)	(1.309.053,02)	(1.213.138,51)	(1.125.391,73)	(1.045.123,38)	(971.701,92)	(904.548,76)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(41.926,50)	(39.039,00)	(36.267,00)	(33.726,00)	(31.416,00)	(29.221,50)	(27.142,50)

Cu ajutor de stat

Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	315,362.89	310,192.54	305,084.23	300,037.22	295,050.77	290,124.16	285,256.67
--	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

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

Fără ajutor de stat

Anul	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5	6
Costul de investiție - C _i [EUR]	(4.266.088,64)	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{O&M} [EUR/an]		(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)
Beneficii anuale - B _{an} [EUR/an]	-	391.059,71	386.367,00	381.730,59	377.149,83	372.624,03	368.152,54
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(4.266.088,64)	286.459,71	281.767,00	277.130,59	272.549,83	268.024,03	263.552,54
Cashflow cumulat	(4.266.088,64)	(3.979.628,93)	(3.697.861,93)	(3.420.731,33)	(3.148.181,51)	(2.880.157,48)	(2.616.604,94)
Breake even point	(1,00)	(0,93)	(0,87)	(0,80)	(0,74)	(0,68)	(0,61)
Factor de actualizare - F _{act}	1,00	0,93	0,87	0,81	0,75	0,70	0,65
Venit Actualizat Net Anual - VAN _{an} [EUR/an]	(4.266.088,64)	266.474,15	243.822,17	223.079,20	204.085,45	186.694,45	170.771,90
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c [EUR]	(4.266.088,64)	(3.999.614,49)	(3.755.792,32)	(3.532.713,11)	(3.328.627,66)	(3.141.933,21)	(2.971.161,31)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA _{an} [EUR/an]	(4.266.088,64)	(97.278,00)	(90.479,00)	(84.203,00)	(78.345,40)	(72.906,20)	(67.780,80)

Cu ajutor de stat

	1.123.200,00						
Venit Anual - V _{an} [EUR/an]	(3,142,888.64)	286,459.74	281,767.03	277,130.62	272,549.85	268,024.06	263,552.57

Fără ajutor de stat							
Anul	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Anul din DNF	7	8	9	10	11	12	13
Costul de investiție - C_I [EUR]	-	-	-	-	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - CO&M [EUR/an]	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	363.734,71	359.369,89	355.057,45	350.796,77	346.587,20	342.428,16	338.319,02
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	259.134,71	254.769,89	250.457,45	246.196,77	241.987,20	237.828,16	233.719,02
Cashflow cumulat	(2.357.470,23)	(2.102.700,34)	(1.852.242,88)	(1.606.046,12)	(1.364.058,91)	(1.126.230,76)	(892.511,74)
Breake even point	(0,55)	(0,49)	(0,43)	(0,38)	(0,32)	(0,26)	(0,21)
Factor de actualizare - F_{act}	0,60	0,56	0,52	0,49	0,45	0,42	0,39
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	156.194,72	142.850,05	130.634,47	119.453,18	109.219,28	99.853,13	91.281,76
Venit Actualizat Net Cumulat - VANC [EUR]	(2.814.966,59)	(2.672.116,54)	(2.541.482,07)	(2.422.028,90)	(2.312.809,62)	(2.212.956,49)	(2.121.674,72)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(63.073,80)	(58.680,60)	(54.601,20)	(50.731,00)	(47.174,60)	(43.932,00)	(40.898,60)
Cu ajutor de stat							
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	259.134,74	254.769,92	250.457,48	246.196,79	241.987,23	237.828,18	233.719,04

Fără ajutor de stat

Anul	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
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]	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)	(104.600,00)
Beneficii anuale - B_{an} [EUR/an]	334.259,19	330.248,08	326.285,10	322.369,68	318.501,25	314.679,23	310.903,08
Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	229.659,19	225.648,08	221.685,10	217.769,68	213.901,25	210.079,23	206.303,08
Cashflow cumulat	(662.852,54)	(437.204,46)	(215.519,36)	2.250,32	216.151,57	426.230,80	632.533,88
Breake even point	(0,16)	(0,10)	(0,05)	0,00	0,05	0,10	0,15
Factor de actualizare - F_{act}	0,36	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,24
Venit Actualizat Net Anual - VAN_{an} [EUR/an]	83.438,28	76.261,38	69.694,91	63.687,40	58.191,69	53.164,57	48.566,46
Venit Actualizat Net Cumulat - VANC [EUR]	(2.038.236,45)	(1.961.975,06)	(1.892.280,15)	(1.828.592,75)	(1.770.401,06)	(1.717.236,49)	(1.668.670,03)
Cheltuiala Actualizată Anuală - CTA_{an} [EUR/an]	(37.969,80)	(35.354,80)	(32.844,40)	(30.543,20)	(28.451,20)	(26.463,80)	(24.581,00)

Cu ajutor de stat

Venit Anual - V_{an} [EUR/an]	229.659,22	225.648,11	221.685,13	217.769,71	213.901,27	210.079,25	206.303,10
--	------------	------------	------------	------------	------------	------------	------------

Analiza comparativă a celor doua scenarii demonstrează rolul esențial al finanțării nerambursabile în asigurarea viabilității și rentabilității proiectului. În lipsa acestui sprijin, scenariile nu sunt sustenabile din punct de vedere financiar, iar implementarea lor ar fi imposibilă fără aport nerambursabil. Prin includerea finanțării nerambursabile, scenariile devin fezabile și profitabile, diferențele fiind date de nivelul de performanță economică.

Dintre acestea, Scenariul 1 se evidențiază ca soluție optimă, întrucât generează cea mai ridicată rată de rentabilitate, cel mai scurt termen de recuperare a investiției și cele mai consistente beneficii financiare. Concret, pentru Scenariul 1 fără finanțare nerambursabilă, Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF) este de doar **4,53%**, sub pragul minim acceptat de **7,5%**, ceea ce confirmă nevoia unei contribuții nerambursabile. În schimb, cu finanțare nerambursabilă, RIRF crește **la 9,62%**, iar toți indicatorii financiari se îmbunătățesc semnificativ, garantând amortizarea investiției într-un interval mai scurt și consolidând atractivitatea economică a proiectului.

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:

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

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:

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

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:

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

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 beneficiu-cost $A_{C/B} > 1$. Coeficientul beneficiu-cost indică randamentul financiar total, sau beneficiile generate de o unitate de investiții sau costuri și se determină cu ajutorul relației:

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

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punctul de vedere al societății. Metodologia folosită în analiza economică este cea recomandată de Comisia Europeană în Ghidul analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții, realizat de Comisia Europeană.

În plus, față de analiza financiară, în analiza economică se consideră următoarele aspecte:

- Corecții fiscale - eliminarea impozitelor/subvențiilor și a altor transferuri,
- inclusiv TVA;
- Corecția externalităților;
- Corecțiile fiscale.

Prețurile de piață includ uneori impozite, subvenții și alte transferuri, care pot afecta nivelul lor relativ. Corecțiile fiscale se vor efectua cu luarea în considerare a următoarelor principii:

- Prețurile aferente fluxurilor de intrare și ieșire nu vor include TVA și nici alte impozite indirecte;
- Prețurile aferente fluxurilor de intrare vor include impozitele directe.

În cadrul prezentei analize economice se va ține seama de efectele primare asociate implementării investiției: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (CO₂ echivalent), asociate județului Prahova, dar și la nivel național.

Cuantificarea monetară a economiilor rezultate din reducerea emisiilor de CO₂ echivalent s-a realizat pe literaturii de specialitate și a fost obținută pe baza pretului mediu de vânzare a certificatelor verzi.

Certificatul verde este un instrument introdus de Uniunea Europeană pentru a încuraja producția de energie din surse regenerabile. Apare pe factura de energie pentru ca furnizorii de energie sunt obligați de lege să cumpere un anumit număr de certificate verzi pentru fiecare unitate de energie vândută. Valoric, prețul certificatelor de mai sus diferă în funcție de numeroși factori, iar volatilitatea prețului este foarte mare, chiar în decursul aceleiași zile de tranzacționare.

Astfel, a fost estimate un preț mediu de **464,13 LEI/tonă CO₂**.

Pentru calcularea indicatorilor de performanță economică, cum ar fi RIRE (rata internă de rentabilitate economică) și VANE (venit net actualizat economic), se va ține cont de avantajul indirect rezultat din implementarea și ulterioara exploatare a centralei fotovoltaice. Acest beneficiu indirect, definit în cadrul analizei economice, se reflectă în cantitățile de emisii de carbon evitate, legate de producția de energie electrică valorificabilă generată din sursele fotovoltaice.

Așadar, se includ în categoria beneficiilor reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, exprimată în tone de carbon evitat. Beneficiul indirect pentru fiecare tonă de carbon evitat a fost considerat în valoare de 464,13 lei/tCO₂. Această valoare de 464,13 lei/tCO₂ provine din prognoza de preț a tonei de carbon evitat pentru perioada 2026-2030, această prognoză fiind realizată la nivel european și fiind preluată din surse oficiale (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/carbon-markets/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en).

Tabelul 4.7 – Pret mediu [lei/tCO₂]

ANUL	Emission Trading System [lei/tCO ₂]
2026	460,01
2027	466,98
2028	468,62
2029	457,62
2030	467,42
Pret mediu	464,13

Indicatorii de performanță economică analizați sunt: valoarea actualizată netă (VANE), rata internă de rentabilitate (RIRE) și raportul cost beneficiu (B/C).

- Valoarea actualizată netă economică (VANE) reprezintă diferența dintre suma veniturilor actualizate și suma cheltuielilor actualizate, la nivelul întregii perioade de analiză.

- Rata internă de actualizare economica (RIRE), este acea rată de actualizare, i, care face ca valoarea netă a fluxului de numerar să fie egală cu zero sau punctul de intersecție dintre curba veniturilor actualizate și curba costurilor actualizate.
- Raport Beneficiu Cost (B/C) - reprezintă raportul dintre suma veniturilor actualizate și suma cheltuielilor actualizate, la nivelul întregii perioade de analiză.

Pe baza tabelului de mai sus au fost generate indicatorii economici VANe, RIRe și raportul B/C.

Analiza financiara – scenariul 1 fara ajutor de stat

Denumire	Unitate de măsura	Scenariu 1
RIRF (Rata de rentabilitate financiară RRF/C)	%	4,53%
VANF (Valoare actualizata neta financiara)	LEI	-4.501.837,13
Costuri investitionale	LEI	22.143.067,04
VANF încasări	LEI	23.500.360,37
VANF cheltuieli	LEI	-28.002.197,50
TR	ani	12,53
RBC		0,84

Analiza economica – scenariul 1 fara ajutor de stat

Denumire	Unitate de măsura	Scenariu 1
RIRE (Rata de rentabilitate economica RRE/C)	%	14,54%
VANE (Valoare actualizata neta economica)	LEI	27.011.067,07
Costuri investitionale	LEI	22.143.067,04
VANE încasări	LEI	57.703,728,53
VANE cheltuieli	LEI	-30.692.661,46
TR	ani	5,89
RBC		1,88

În cadrul analizei economice a indicatorilor de mai sus, a fost utilizată o valoare pentru rata de actualizare de 3%, conform „Ghid pentru analiza cost – beneficiu a proiectelor de investiții pentru politica de coeziune 2014-2020”, emis de Comisia europeană.

La nivel economic, rata de rentabilitate economică (RIRE) ajunge la 14,54% iar Valoarea Actualizată Netă Economică (VANE) este de 27.011.067,07 LEI. Aceste rezultate înseamnă pentru comunitate locuri de muncă noi, activitate economică suplimentară pentru societate, beneficii și servicii mai bune pe termen lung. În esență, proiectul reprezintă o oportunitate reală de a ridica nivelul de trai și de a consolida dezvoltarea comunității și merită finanțat.

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 rată 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 rată 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 rată 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 rată 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 – Rezultatele analizei economice a proiectului – preț energie variabil

Beneficii [Euro/an]			VAN [Euro/an]			
Pret energie [Euro/MWh]	Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1		Scenariu 2	
			Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat	Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat
64,30	403.263,36	312.847,77	(1.720.330,02)	(434.376,53)	(2.234.084,93)	(1.189.247,72)
160,76	1.008.158,40	782.119,43	3.551.584,88	4.837.538,37	1.855.815,08	2.900.652,29

Tabelul 4.9 – 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	
		Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat	Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat
(577.500,00)	(523.000,00)	(5.222.701,17)	(3.936.747,69)	(5.520.042,06)	(4.475.204,85)

Tabelul 4.10 – 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	
		Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat	Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat
3.135,56	2.432,54	(3.038.009,48)	(1.752.055,99)	(3.256.325,50)	(2.211.488,29)
6.898,24	5.351,58	(402,124,54)	883.828,95	(1.211.438,99)	(166.601,78)

Tabelul 4.11 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea costului investiției

Costul investitiei [Euro]		VAN [Euro/an]			
Scenariu 1	Scenariu 2	Scenariu 1		Scenariu 2	
		Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat	Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat
(4.894.675,51)	(4,692.697,50)	(1.255.363,81)	30.589,68	(1.949.096,64)	(904.259,43)

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
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 4.12 – 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	Planuri pentru	În aceasta situație, beneficiarul va

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsurile de management al riscurilor
	a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	situații neprevăzute	identifica din timp resursele financiare pentru acoperirea necesarului de finanțare până la efectuarea rambursărilor, prin realizarea unei prognoze de cash-flow a investiției sau va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare. 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.

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsurile de management al riscurilor
7	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor	Planuri pentru situații neprevăzute	Previzionarea execuției pe fiecare perioadă de timp cu o rezervă operațională realistă și care permite asigurarea unui interval de timp suficient, astfel încât în cazul apariției unor fenomene de tip forță majoră să asigure un interval suficient pentru eliminarea efectelor acestora și continuarea lucrărilor/ execuției fără afectarea în mod semnificativ a graficului de implementare a proiectului/investiției.

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

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

5.1. COMPARAȚIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITĂȚII ȘI RISCURILOR

Tabelul 5.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost Euro	Cost RON
1	4.449.705,01	22.143.067,06
2	4.266.088,64	21.229.336,88
3	6.065.606,23	30.184.276,30

Tabelul 5.2 - Costurile de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost Euro / an	Cost RON / an
1	115.500,00	574.762,65

2	104.600,00	520.520,98
3	1.208.513,28	6.013.924,66

Tabelul 5.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii EUR	Beneficii RON
1	504.079,24	2.508.449,52
2	391.059,74	1.946.030,58
3	504.079,24	2.508.449,52

Tabelul 5.4 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

		Scenariul 1		Scenariul 2	
		Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat	Fără ajutor de stat	Cu ajutor de stat
Venitul Actualizat Net - VAN	EUR	(841.440,38)	444.513,11	(1.552.250,94)	(507.413,73)
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	4,53%	9,62%	1,44%	4,97%

5.2. SELECTAREA ȘI 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 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC) utilizând module PV Monocristaline cu o putere nominală de 660 Wp (7.566 bucăți) și invertoare solare trifazate cu o putere nominală de 300 kW (16 bucăți – 4,8 MW).

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), Anexa 2 (inverter) și Anexa 3 (baterie)

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru instalații fotovoltaice, care respectă azimutul și structura terenului 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 și amenajarea terenului:** Terenul se afla în proprietatea beneficiarului, sunt necesare doar lucrări de amenajare teren.

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;

Scenariul 1 constă în dezvoltarea a unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată de 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC) utilizând module PV Monocristaline cu o putere nominală de 660 Wp (7.566 bucăți) și invertoare solare trifazate cu o putere nominală de 300 kW (16 bucăți – 4,8 MW).

În cazul scenariului 1 se consideră o putere instalată totală de 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC). Sistemul fotovoltaic va avea un număr de 7.566 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.382 x 1.134 x 30 mm și o greutate de aproximativ 33,5 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 660 Wp, cu un randament nominal de 24,2%.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 300 kW (16 bucăți – 4,8 MW), cu un randament minim de 98,8% STC.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

D) 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.

E) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;

F) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare 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 invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrări de invertoare.

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 Centrala Fotovoltaică de 4,8MW.

5.4. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

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 **4.449.705,01 EUR**, respectiv 22.143.067,06 RON.

**Prin „Fondul pentru Modernizare – Programul cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei” se solicită un sprijin financiar de
1.382.400,00 Euro.**

Conform Ghid, costurile eligibile sunt costurile de investiții.

Totodată, pentru evitarea riscurilor unor practici neconcurențiale, valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat se va încadra în următoarele plafoane maxime:

- Energie eoliană - 700.000 Euro/MW – pentru toate capacitățile
- Energie solară - 450.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de până la 5 MW (inclusiv)
- 360.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de peste 5 MW
- Energie hidro - 1.805.000 Euro/MW – pentru toate capacitățile

Ajutorul de stat se acordă în lei sub forma rambursării cheltuielilor eligibile efectuate și nu poate depăși 100% din cheltuielile eligibile ale proiectului și **20 milioane EUR** pe întreprindere, pe proiect de investiții, echivalent în lei la cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurențială, respectiv, 1 euro = 4,9763 lei.

Coroborat cu limita impusa de Ghid, sprijinul financiar acordat pentru proiectul propus prin prezentul Studiu de Fezabilitate nu trebuie sa depaseasca 2.160.000 Euro.

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 „*Construire centrală electrică fotovoltaică amplasată pe sol, instalație de stocare energie și posturi de transformare si demolare cladiri C101, C102, C103,C105 " in Jud. Prahova, Mun. Ploiesti, Strada Valeni, Nr. 146, Extras CF 124289:*

- Producerea unei cantități de energie electrică regenerabilă: **6.271,124 MWh/an.**
- Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO₂ echivalent: **3.837,30 tone CO₂/an echivalent / an** (la o rată de conversie de 0,6119 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 4,8 MW – (4,99356 MWp - DC);

- 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 eolian, solar sau hidro: 4,80 MW.**
- **Indicatorul I.2 = Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 6.271,124 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 3.837,30 tone CO₂/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.306 h/an.**
- **Indicatorul I.3 = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată cu softurile de specialitate: 6.271,124 MWh/an = 539,22 tep/an.**
- **Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solar) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 112.103,24 MWh/20 ani.**
- **Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu 100%**
- **Indicatorul I.6 = Factorul de capacitate al centralei (%) producția medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8.760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8.760 h) * 100: 14,91%.**

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

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi cuprinsă între 12 și 18 luni.

5.5. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE

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 funcționare 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 șantierele 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 FINANȚARE A INVESTIȚIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE ȘI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCAȚII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE

Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul PNIESC și FM - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS) și se derulează conform prevederilor Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre.

În România, Fondul pentru modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestui program este de tip nerambursabil și constă în prefinanțarea și rambursarea cheltuielilor eligibile efectuate pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare, al cărui model este prevăzut în Anexa 5 la prezentul Ghid.

Programul vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, la țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) precum și cele stabilite în cadrul FM, privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii producției de energie electrică din energie eoliană, solară sau hidro.

Valoarea maximă a finanțării

Pentru proiectele finanțate prin procedura de ofertare concurențială pentru sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile intensitatea ajutorului de stat acordat din bugetul FM este de până la 100% din cheltuielile eligibile prevăzute în Anexa nr. 4.

Cheltuielile eligibile sunt reprezentate de costurile de investiție, astfel cum sunt prevăzute în Anexa 4. Costurile de operare nu sunt eligibile.

Ulterior încheierii contractului de finanțare, beneficiarul nu va mai putea primi finanțări din alte surse publice pentru aceleași cheltuieli eligibile ale proiectului, sub sancțiunea rezilierii Contractului de finanțare și a returnării sumelor rambursate.

Pentru evitarea riscurilor unor practici neconcurențiale (înțelegeri de cartel), valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat se va încadra în următoarele plafoane maxime:

Energie eoliană
700.000 Euro/MW – pentru toate capacitățile

Energie solară
450.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de până la 5 MW (inclusiv)
360.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de peste 5 MW

Energie hidro
1.805.000 Euro/MW – pentru toate capacitățile

Ajutorul de stat se acordă în lei sub forma rambursării cheltuielilor eligibile efectuate și nu poate depăși 100% din cheltuielile eligibile ale proiectului și **20 milioane EUR** pe întreprindere, pe proiect de investiții, echivalent în lei la cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurențială, respectiv, 1 euro = 4,9763 lei.

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 proiectului fie din resurse proprii, fie din surse atrase, sub o formă care să nu facă obiectul niciunui ajutor de stat.

Condiții de eligibilitate a beneficiarilor

Beneficiarii schemei trebuie să îndeplinească cumulativ următoarele condiții:

- a) Solicitantul are personalitate juridică, este legal constituit în conformitate cu legislația națională sau în conformitate cu legislația specifică din statul membru a cărei naționalitate o deține și înregistrat la ONRC în România până la data primei plăți din ajutorul de stat acordat:

Se probează prin:

- ✓ *Actul constitutiv/Statutul/actul normativ de înființare sau documente echivalente cu traducere autorizată și Certificatul constatator eliberat de Oficiul Național al Registrului Comerțului (emis cu maximum 30 zile înainte de depunerea Cererii de finanțare), după caz, valabile la data depunerii Cererii de finanțare.* Solicitantul își desfășoară activitatea într-un sector eligibil;

Notă: Depunerea certificatului constatator este obligatorie odată cu depunerea cererii de finanțare pentru solicitanții deja înscriși la ONRC din România.

- b) Solicitantul își desfășoară activitatea într-un sector eligibil;

Nu sunt eligibili solicitanții care își desfășoară activitatea în sectorul pescuitului și acvaculturii, precum și cei care au înscris în statut/actul constitutiv ca activități principale sau activități secundare următoarele coduri CAEN:

- cod CAEN 01 - Agricultură, vânătoare și servicii anexe;
- cod CAEN 10 - Industria alimentară;
- cod CAEN 11 - Fabricarea băuturilor.

Se probează prin:

- ✓ documente care atestă constituirea legală a solicitantului (actul constitutiv/Statutul/actul normativ de înființare, alte documente de înființare echivalente cu traducere autorizată, valabile la data depunerii cererii de finanțare)
- ✓ Certificatul constatator (emis cu maximum 30 zile înainte de depunerea Cererii de finanțare) eliberat de Oficiul Național al Registrului Comerțului, pentru solicitanții deja înscrși la ONRC din România la data depunerii cererii de finanțare.
- ✓ Declarația privind tipul întreprinderii (Anexa 8).

Notă: În cazul în care întreprinderea își desfășoară activitatea atât în sectoarele și situațiile excluse prin art. 1 alin. (3) din Regulament cât și în sectoarele care intră în sfera de acordare a finanțării, aceasta poate primi ajutor pentru aceste ultime sectoare sau activități, cu condiția să dovedească fie separarea activităților, fie o distincție între costuri, astfel încât activitățile desfășurate în sectoarele excluse să nu beneficieze de ajutoarele acordate în temeiul măsurii Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile.

- c) Solicitantul se încadrează într-una dintre categoriile: microîntreprindere/întreprindere mică/întreprindere mijlocie/întreprindere mare (inclusiv întreprinderi nou-înființate)/regii autonome.
- ✓ *Solicitantul (exclusiv regiile autonome) va completa Anexa nr. 8 Declarația privind tipul întreprinderii (din care să reiasă încadrarea într-o anumită categorie);*

Încadrarea solicitanților întreprinderi (microîntreprindere, mică, mijlocie, mare, inclusiv întreprindere nou-înființate) se va face în conformitate cu prevederile Legii nr. 346/2004 privind stimularea înființării și dezvoltării IMM, cu modificările și completările ulterioare și ale Anexei I a Regulamentului (UE) nr. 651/2014, având în vedere inclusiv identificarea întreprinderilor partenere și/sau legate cu întreprinderea solicitantă, astfel:

- Pentru întreprinderile care au cel puțin un exercițiu financiar încheiat, categoria întreprinderii se va stabili luând în considerare datele întreprinderilor (număr de angajați, cifra de afaceri netă, rezultat anual al bilanțului contabil) din ultimul exercițiu financiar pentru care s-au depus și s-au înregistrat situațiile financiare la organul fiscal competent, cu mențiunea că statutul de microîntreprindere sau de IMM se pierde sau se dobândește numai dacă întreprinderea respectivă a depășit pragurile legale pe parcursul a 2 exerciții financiare consecutive (se vor analiza și datele întreprinderii pe exercițiile financiare precedente).

- Dacă întreprinderea nu are un exercițiu financiar încheiat sau este înființată în anul depunerii Cererii de finanțare, datele luate în considerare sunt cele care fac obiectul unei declarații pe proprie răspundere a solicitantului (conform Certificatului constatator și Anexei 8 - Declarația privind tipul întreprinderii).

- Suplimentar pentru întreprinderile nou-înființate este necesar să aibă capitalul social subscris vărsat în condițiile legii în valoare de minimum 100.000 lei sau echivalent.

- Metoda de calcul a datelor unei întreprinderi în cazurile în care aceasta este parteneră și/sau legată cu o altă întreprindere, prezentată în lege, se va realiza în conformitate cu prevederile Legii nr. 346/2004 privind stimularea înființării și dezvoltării întreprinderilor mici și mijlocii și a Ghidului privind definirea IMM-urilor, elaborat de Comisia Europeană (varianta revizuită în 2015), disponibil la adresa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/RO/TXT/?uri=celex%3A32003H0361>.

d) Solicitantul **nu** se încadrează într-una din situațiile de mai jos:

1) este în incapacitate de plată/este în stare de insolvență conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;

2) este în stare de faliment, lichidare, are afacerile conduse de un administrator judiciar sau activitățile sale comerciale sunt suspendate ori fac obiectul unui aranjament cu creditorii sau este într-o situație similară cu cele anterioare, reglementată prin lege, ori face obiectul unei proceduri legale pentru declararea sa în stare de faliment, lichidare, conducerea afacerilor de un administrator judiciar, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;

3) nu și-a îndeplinit obligațiile de plată a impozitelor, taxelor și contribuțiilor de asigurări sociale către bugetele componente ale bugetului general consolidat, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;

4) este declarat 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, conform prevederilor legale în vigoare aplicabile;

5) solicitantul/reprezentantul legal al solicitantului a suferit condamnări definitive din cauza unei conduite profesionale îndreptată împotriva legii, decizie formulată de o autoritate de judecată ce are forță de res judicata; 6) pentru solicitant și/sau reprezentantul legal s-a stabilit printr-o hotărâre judecătorească definitivă sau printr-o decizie administrativă definitivă că aceștia se fac vinovați de abatere profesională gravă deoarece au încălcat actele normative cu putere de lege și normele administrative sau standardele etice aplicabile sectorului profesional din care face parte persoana sau entitatea ori deoarece se fac vinovați de o conduită abuzivă care îi afectează credibilitatea profesională, atunci când o astfel de conduită trădează o intenție frauduloasă sau o neglijență gravă, în sensul art. 136 alin. (1) lit. c) din Regulamentul (UE, Euratom) 2018/1046 al Parlamentului European și al Consiliului din 18 iulie 2018 privind normele financiare aplicabile bugetului general al Uniunii, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1296/2013, (UE) nr. 1301/2013, (UE) nr. 1303/2013, (UE) nr. 1304/2013, (UE) nr. 1309/2013, (UE) nr. 1316/2013, (UE) nr. 223/2014, (UE) nr. 283/2014 și a Deciziei nr. 541/2014/UE și de abrogare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 966/2012;

7) pentru solicitant și/sau reprezentantul legal s-a stabilit printr-o hotărâre judecătorească definitivă că aceștia se fac vinovați de comiterea de infracțiuni pentru fraudă, corupție, implicarea în organizații criminale, spălare de bani și finanțarea terorismului sau în alte activități ilegale, în sensul art. 136 alin. (1) lit. d) și următoarele din Regulamentul (UE, Euratom) 2018/1046 al Parlamentului European și al Consiliului din 18 iulie 2018 privind normele financiare aplicabile bugetului general al Uniunii, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1296/2013, (UE) nr. 1301/2013, (UE) nr. 1303/2013, (UE) nr. 1304/2013, (UE) nr. 1309/2013, (UE) nr. 1316/2013, (UE) nr. 223/2014, (UE) nr. 283/2014 și a Deciziei nr. 541/2014/UE și de abrogare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 966/2012, în detrimentul intereselor financiare ale Comunității Europene;

8) solicitantul/reprezentantul legal al solicitantului 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;

9) face obiectul unui ordin de recuperare neexecutat în urma unei decizii anterioare a Consiliului Concurenței sau 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;

10) este o "întreprindere în dificultate" în înțelesul algoritmului de verificare aferent prezentei, conform prevederilor art.2 pct.18 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 articolelor 107 și 108 din tratat.

Se probează prin:

- ✓ *Declarația pe propria răspundere cu privire la neîncadrarea în categoria "întreprindere în dificultate" (Anexa 6)*
- ✓ *Declarația unică (Anexa 3);*
- ✓ *Declarație privind conformitatea cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (Anexa 1.a);*

e) Solicitantul demonstrează *capacitate financiară* pentru susținerea implementării proiectului, inclusiv pentru instalația de stocare, dacă este cazul, *prin indicatorul de solvabilitate, respectiv prin raportul dintre Datorii totale și Capitaluri proprii care trebuie să fie pozitiv și mai mic de 7,5 în ultimul an financiar;*

Se probează cu:

- ✓ *Bilanțul contabil (consolidat unde este cazul) auditat/semnat de cenzori dacă acest lucru este solicitat de legislația în vigoare, depus și înregistrat la organul fiscal competent, pentru ultimele 3 exerciții financiare încheiate, anterioare anului de depunere a Cererii de finanțare în corelare cu secțiunea Capacitate solicitant din aceasta;*
- ✓ *Contul de profit și pierdere și datele informative (consolidat unde este cazul) auditat/semnat de cenzori dacă acest lucru este solicitat de legislația în vigoare, însoțit de lista entităților incluse în consolidare, pentru ultimul exercițiu financiar încheiat, anterior anului de depunere a Cererii de finanțare, în corelare cu secțiunea Capacitate solicitant din aceasta;*
- ✓ *Documente de confirmare/alocare a contribuției solicitantului (de ex: Hotărârea AGA / CA /Asociațiilor/Asociatului Unic al societății) privind asigurarea cofinanțării proiectului și acoperirea contravalorii cheltuielilor altele decât cele eligibile (care să cuprindă cel puțin, dar fără a se limita la, denumirea proiectului, valoarea totală, din care eligibilă și neeligibilă, indicatorii tehnico-economici ai proiectului);*
- ✓ *Declarația unică (Anexa 3) din care să reiasă că acesta va asigura resursele financiare necesare implementării optime a proiectului.*

f) Solicitantul justifică necesitatea finanțării proiectului prin ajutor de stat

Se probează prin:

✓ *Declarație privind Conformitatea cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (Anexa 1.a)*

✓ *Declarația unică (Anexa 3);*

Sub rezerva prevederilor articolelor 56 și 57 din Legea nr. 129 din 11 iulie 2019 pentru prevenirea și combaterea spălării banilor și finanțării terorismului modificată și completată prin Legea 315/2021, persoanele juridice supuse obligației de înregistrare în registrul comerțului au, totodată, obligația actualizării informațiilor de fiecare dată când are loc o modificare a acestora, sub rezerva aplicării sancțiunilor contravenționale și a dizolvării societății.

Verificarea conformității administrative și a eligibilității ofertei

Pentru verificarea conformității administrative și a eligibilității cererii de finanțare se utilizează un sistem de evaluare de tip DA/NU/NA, conform *Anexei 2.1 – Grila de verificare a conformității administrative și a eligibilității cererilor de finanțare*, la prezentul ghid. Verificarea conformității administrative și a eligibilității cererii de finanțare se va realiza de comisia de selecție constituită la nivelul furnizorului de ajutor de stat în baza grilei (Anexa 2.1 la prezentul ghid), în ordinea clasamentului provizoriu, până la epuizarea bugetului alocat.

Evaluarea tehnico-economică a ofertei

Evaluarea preliminară tehnico-economică a Cererii de finanțare va fi realizată în baza datelor introduse de solicitant în aplicația MySmis2021 pentru cele două criterii de selecție, de către Comisia de selecție constituită la nivelul Ministerului Energiei conform Grilei de evaluare tehnico-economică a cererii de finanțare din Anexa 2.2 la prezentul ghid, respectiv:

✓ Criteriul 1 - Quantum ajutor de stat solicitat pentru proiect din cheltuielile eligibile/MW instalat de energie produsă din surse regenerabile - maxim 90 puncte;

Având în vedere categoriile de cheltuieli eligibile prevăzute în Anexa nr. 4 la prezentul ghid, beneficiarul determină valoarea maximă a cheltuielilor eligibile aferente proiectului, în funcție de care stabilește ajutorul de stat solicitat pentru Cererea de finanțare depusă care trebuie să fie mai mic sau egal cu valoarea cheltuielilor eligibile ale proiectului.

✓ Criteriul 2 - Predictibilitatea producției pentru SEN – maxim 10 puncte.

Conform criteriilor din Grila de evaluare tehnico-economică a Cererilor de finanțare (Anexa nr. 2.2 la prezentul ghid), punctajul este defalcat după cum urmează:

- Pentru Criteriul 1. Quantum ajutor de stat solicitat pentru proiect din cheltuielile eligibile/MW instalat de producție - maximum 90 puncte Cererea de finanțare care va avea cea mai mică valoare a ajutorului de stat solicitat și zero puncte Cererea de finanțare 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;

- Pentru criteriul 2. Predictibilitatea producției pentru SEN - 10 puncte pentru proiectele care prevăd. (Exemplu: pentru o capacitate de producere RES de 10 MW, se obțin 10 puncte pentru o capacitate a instalației de stocare de minim 2 MWh (reprezentând stocarea energiei produse la puterea nominală a centralei timp de 12 minute). Nu se acordă punctaj parțial pentru Criteriul nr. 2.

Notă: În perioada de implementare a proiectului, respectiv la ultima cerere de rambursare, în cazul în care capacitatea de stocare (aferentă Criteriului 2 de mai sus în baza căruia proiectul a obținut 10 puncte) nu este realizată, valoarea totală a ajutorului de stat acordat va fi restituită, inclusiv cu dobânzi.

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

Cererile de finanțare vor fi ordonate în funcție de punctajul obținut în această etapă începând de la cele cu punctajul cel mai mare.

La finalizarea acestei etape se va întocmi o Listă provizorie cuprinzând Cererile de finanțare depuse, ordonate în funcție de punctajul obținut pentru cele două criterii de selecție prevăzute la prezenta etapă.

Clasamentul este provizoriu, având în vedere faptul că punctajul se realizează în funcție de elementele transmise în Cererile de finanțare. Pentru respectarea principiului transparenței, Lista provizorie se va publica pe pagina web a Ministerului Energiei <http://energie.gov.ro>.

Proiectele vor fi evaluate în continuare din punct de vedere administrativ și al eligibilității în ordinea în care acestea au fost prevăzute în Lista provizorie publicată pe site-ul Ministerului Energiei, până la limita care marchează epuizarea bugetului. De asemenea, pentru asigurarea unei marje de siguranță, în eventualitatea în care unele proiecte vor fi respinse în etapa de precontractare, se va constitui o listă de proiecte de rezervă în limita a 20% din bugetul apelului, aprobate sub rezerva încadrării în valoarea bugetului apelului.

Selecția Cererilor de finanțare se va face în limita fondurilor disponibile pentru această procedură competitivă, în ordinea descrescătoare a punctajelor obținute.

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Beneficiarul are în posesie certificatul de urbanism.

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCARĂ, CU EXCEȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE

Beneficiarul deține extrasul de Carte Funciară.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate avizului Autorității pentru Protecția Mediului (APM) nu este obținut.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

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

6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Beneficiarul are studiul topografic vizat de către OCPI.

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 Nr. 721 din 06.08.2025, pentru dezvoltarea proiectului vor mai fi necesare:

- Certificatul de urbanism
- Dovada titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată)
- Documentație tehnică (D.T.A.C.)
- Avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructură (Copie):
 - Alimentare cu energie electrică
 - Gaze naturale
 - Societatea națională de transport gaze naturale Transgaz Medias S.A.
 - Sanitatea populației
 - Agenția pentru Protecția Mediului Prahova
- Avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora:
 - Aviz R.A.S.P. privind planul de eliminare a deșeurilor provenite din lucrări de construire, reabilitare, demolări și amenajări spații verzi
 - Certificat de evaluare fiscală- pentru construcțiile care se desființează;
 - Aviz SEVESO
 - Pentru desființare se vor solicita următoarele avize: Engie, Transgaz și Mediu
- Studii de specialitate:

- Plan pe suport topografic vizat de O.C.P.I. Prahova, conform Legii nr.50/1991, republicată-actualizat la zi
- Punct de vedere/actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului
- Documentul de plata ale următoarelor taxe :
 - Taxa emitere autorizație de construire pentru alte destinații 0,01 din valoarea devizului general al lucrărilor
 - Taxa autorizație de desființare 0,001 din evaluarea fiscală

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

Rompetrol Rafinare S.A. cu sediul în Bulevardul Navodari, Nr.215, Jud. Constanta;

- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J1991000534130;
- Cod Fiscal: RO 1860712;
- Telefon: +40 244406110;
- E-mail: office.vega@rompetrol.com

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZÂND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (ÎN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUȚIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTIȚIEI, EȘALONAREA INVESTIȚIEI PE ANI, RESURSE NECESARE

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12-14 luni, durata de execuție fiind de 10 – 12 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: 1-2 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 10-12 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 ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI 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 Rompetrol Rafinare S.A.

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 4,8 MW – (4,99356MWp - DC), 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 660 Wp și a 16 invertore de string de 300 kW.

Cu un cost investițional de 4.449.705,01EUR (fără TVA) și o cheltuială anuală de aproximativ 50.000,00 EUR/an, proiectul va genera beneficii tehnice și economice substanțiale, sub forma generării de energie electrică din surse regenerabile, de aproximativ 6.271,124 MWh/an.

Aceste beneficii ale producției de energie electrică se vor cuantifica atât într-o creștere a performanțelor financiare ale Rompetrol Rafinare S.A., cât și prin reducerea impactului asupra mediului printr-o cantitate de CO₂ echivalent de aproximativ 3.837,30 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, aceste două centrale fotovoltaice 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.

(C) ANEXE

- Anexa 1 – fișă tehnică panou;
- Anexa 2 – fișă tehnică inverter;
- Anexa 3 – fișă tehnică baterie;
- Anexa 4 – deviz general_scenariul 1;
- Anexa 5 – deviz pe obiecte_scenariul 1;
- Anexa 6 – deviz general_scenariul 2;
- Anexa 7 – deviz pe obiecte_scenariul 2;
- Anexa 8 – grafic de lucrări.

Data elaborarii: 10.09.2025

Proiectant

S.C. Think Blu Solution S.R.L.



Întocmit

Alexandru Constantin STOICA

A handwritten signature in blue ink, corresponding to the name Alexandru Constantin STOICA.

Verificat

Cosmin Ion CHERAN



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.consilium.europa.eu/ro/policies/energy-prices/>
7. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/110/al-doilea-pilon-al-pac-politica-de-dezvoltare-rurala>
8. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
9. <https://geoportal.ancpi.ro/geoportal/imobile/Harta.html>
10. https://www.meteoblue.com/ro/vreme/historyclimate/climatemodelled/d%c3%a2lga-gar%c4%83_rom%c3%a2nia_677604
11. https://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=ro&id=23
12. <https://www.opcom.ro/acasa/ro>
13. <https://energie.gov.ro/category/fondul-pentru-modernizare/>