

*Studiu de Fezabilitate
pentru*

***CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ
FOTOVOLTAICĂ COMEFIN SA***

Beneficiar: SC COMEFIN SA

JUD. Argeș, ORAȘ COSTEȘTI, str. INDUSTRIEI, Nr. 36

OPEN INVEST CONSULTING S.R.L.

Sediu social: Str. PINILOR NR. 18, SMEURA, ARGEȘ

E-mail: openinvestcons@gmail.com

Tel: +40746152527

Contract nr. 15 / 30.05.2025



FAZA: S.F.

FOAIE DE SEMNATURI

***CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ
FOTOVOLTAICĂ COMEFIN SA***

BENEFICIAR: SC COMEFIN SA

JUD. Argeș, ORAS COSTESTI, str. INDUSTRIEI, Nr. 36

Contract nr. 15 / 30.05.2025

**MANAGER DE PROIECT: SILVIU BADEA
PROIECTANT aut. ANRE: ing. ADRIAN MARIN
EXPERT FINANCIAR : ec. Adriana MARIN**

**OPEN INVEST CONSULTING S.R.L.
Sediu social: Str. PINILOR NR. 18, SMEURA, ARGEȘ
E-mail: openinvestcons@gmail.com
Tel: +40746152527**



BENEFICIAR: S.C. COMEFIN S.A.

Pagina 2 din 87

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

EVIDENTA REVIZIILOR

Nr. Crt.	Revizia	data	Modificari efectuate	obs.
1				
2				
3				
4				

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



AUTORIZAȚIA DE ELECTRICIAN Gradul și Tipul: IIA,IIB

NR. 202412887 / 16.11.2024

Nume și prenume: Marin Adrian

CNP: 1700609141041

Autorizația este valabilă numai împreună cu un act de identitate și se dovedește prin verificarea acesteia în Registrul electronic de evidență al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.

Titularul acestei autorizații are competența să proiecteze/ execute instalații electrice cu orice putere instalată tehnic realizabilă și la o tensiune nominală mai mică de 1 kV.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în Regulamentul pentru autorizarea electricienilor în domeniul instalațiilor electrice, respectiv a verficatorilor de proiecte și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice tehnologice, aprobat prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aflat în vigoare.

Prezentul document conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată cu condiția vizării periodice a autorizației până la termenele de vizare prevăzute în tabelul de mai jos.



Data vizării 16.11.2024 	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 16.11.2029	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Falsificarea acestui document se pedepsește conform Legilor

Nr. 0011543

BENEFICIAR: S.C. COMEFIN S.A.

Pagina 4 din 87

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

ROMÂNIA MINISTERUL ENERGIEI	ROMÂNIA MINISTERUL ENERGIEI
AUTORIZAȚIE AUDITOR ENERGETIC Nr. 0173 din 24.10.2023	AUTORIZAȚIE AUDITOR ENERGETIC Nr. 0173 din 24.10.2023
AUDITOR ENERGETIC AUTORIZAT CLASA I COMPLEX	AUDITOR ENERGETIC AUTORIZAT CLASA I COMPLEX
În baza Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se acordă autorizația de auditor energetic domnului MARIN ADRIAN, CNP 1700609141041, cu domiciliul în județul Argeș, sat Sîmcuța, comuna Moșoaia, strada Pînilor, nr. 18, prin care se recunoaște calitatea de	În baza Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se acordă autorizația de auditor energetic domnului MARIN ADRIAN, CNP 1700609141041, cu domiciliul în județul Argeș, sat Sîmcuța, comuna Moșoaia, strada Pînilor, nr. 18, prin care se recunoaște calitatea de
Autorizația de auditor energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a posesorului, în vederea elaborării de audituri energetice.	Autorizația de auditor energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a posesorului, în vederea elaborării de audituri energetice.
Autorizația de auditor energetic este valabilă 3 ani de la data emiterii.	Autorizația de auditor energetic este valabilă 3 ani de la data emiterii.
Prelungirea valabilității autorizației de auditor energetic se face la cererea titularului, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile.	Prelungirea valabilității autorizației de auditor energetic se face la cererea titularului, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile.
Autorizația de auditor energetic este netransmisibilă.	Autorizația de auditor energetic este netransmisibilă.
Secretar General Adjunct Cătălin Bălan	Secretar General Adjunct Cătălin Bălan
Centrul de Pregătire pentru Personalul din Industrie,	Centrul de Pregătire pentru Personalul din Industrie,
Director Adjunct Georgeta-Felicia Răcășanu	Director Adjunct Georgeta-Felicia Răcășanu
Directoria Eficiență Energetică,	Directoria Eficiență Energetică,

Cuprins

A) PIESE SCRISE.....	9
1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII	9
1.1. DENUMIREA OBIECTIVELOR DE INVESTITII	9
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR.....	9
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)	9
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI	9
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE	9
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII	10
2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE (IN CAZUL IN CARE A FOST ELABORAT IN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA SI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTITII SI SCENARIILE/OPTIUNILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE SI PROPUSE SPRE ANALIZA	10
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLATIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUTIONALE SI FINANCIARE	10
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE SI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR.....	15
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU SI LUNG PRIVIND EVOLUTIA CERERII, IN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTITII	19
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE	22
2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR.....	24
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	26
3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:.....	26
3.2. DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC	32
3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI:	56
3.4. STUDII DE SPECIALITATE, IN FUNCTIE DE CATEGORIA SI CLASA DE IMPORTANȚA A CONSTRUCTIILOR, după caz:	58
3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI.....	58
4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPUSE.....	59
4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ.....	59

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

4.2.	ANALIZA VULNERABILITATILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI SI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBARI CLIMATICE, CE POT AFECTA INVESTITIA.....	59
4.3.	SITUATIA UTILITATILOR SI ANALIZA DE CONSUM:.....	60
4.4.	SUSTENABILITATEA REALIZarii OBIECTIVULUI DE INVESTITII:	60
4.5.	ANALIZA CERERII DE BUNURI SI SERVICII, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	61
4.6.	ANALIZA FINANCIARA, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANTA FINANCIARA: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATA NETA, RATA INTERNA DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARA	63
4.7.	ANALIZA ECONOMICA, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANTA ECONOMICA: VALOAREA ACTUALIZATA NETA, RATA INTERNA DE RENTABILITATE SI RAPORTUL COST-BENEFICIU67 ANALIZA DE SENZITIVITATE.....	69
5.	SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(A) OPTIM(A), RECOMANDAT(A).....	75
5.1.	COMPARATIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR	75
5.2.	SELECTAREA SI JUSTIFICAREA SCENARIULUI / OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	76
5.3.	DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:.....	76
5.4.	PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTITII:	77
5.5.	PREZENTAREA MODULUI IN CARE SE ASIGURA CONFORMAREA CU REGLEMENTARILE SPECIFICE FUNCTIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURARII TUTUROR CERINTELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCTIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE	79
5.6.	NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANTARE A INVESTITIEI PUBLICE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE SI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCATII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE	80
6.	URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME	81
6.1.	CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS IN VEDEREA OBTINERII AUTORIZATIEI DE CONSTRUIRE	81
6.2.	EXTRAS DE CARTE FUNCARA, CU EXCEPTIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVAZUTE DE LEGE	81
6.3.	ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITATII COMPETENTE PENTRU PROTECTIA MEDIULUI, MASURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MASURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU IN DOCUMENTATIA TEHNICO-ECONOMICA	81
6.4.	AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITATILOR.....	81
6.5.	STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CATRE OFICIUL DE CADASTRU SI PUBLICITATE IMOBILIARA	81
6.6.	AVIZE, ACORDURI SI STUDII SPECIFICE, DUPA CAZ, IN FUNCTIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTITII SI CARE POT CONDITIOANA SOLUTIILE TEHNICE	81
7.	IMPLEMENTAREA INVESTITIEI	82

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

7.1.	INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILA CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI.....	82
7.2.	STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZAND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTITII (IN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUTIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTITIEI, ESALONAREA INVESTITIEI PE ANI, RESURSE NECESARE	82
7.3.	STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE SI INTRETINERE: ETAPE, METODE SI RESURSE NECESARE	83
7.4.	RECOMANDARI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITATII MANAGERIALE SI INSTITUTIONALE	84
8.	CONCLUZII SI RECOMANDARI	86
B)	PIESE DESENATE.....	86

Anexa 1 – Documentație tehnică scenariul 1 (Proiect dezvoltat în aplicația software specializată PV SOL)
Anexa 2 – Documentație tehnică scenariul 2 (Proiect dezvoltat în aplicația software specializată PV SOL)
Anexa 3 – Deviz general Scenariul 1
Anexa 4 – Deviz pe obiecte Scenariul 1
Anexa 5 – Deviz general Scenariul 2
Anexa 6 – Deviz pe obiecte Scenariul 2
Anexa 7 – Grafic planificare implementare investiție
Anexa 8 – Flux de capital pentru scenariul 1
Anexa 9 – Flux de capital pentru scenariul 2
Anexa 10 – Plan de încadrare în zonă
Anexa 11 a, b – Documente de proprietate – extras CF și Contract suprafață
Anexa 12 – Avizul tehnic de racordare - ATR

STUDIU DE FEZABILITATE

A)PIESE SCRISE

1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVELOR DE INVESTITII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru realizarea unei centrale electrice fotovoltaice destinate autoconsumului pentru COMEFIN SA / loc.: ORAȘ COSTEȘTI, str. INDUSTRIEI, Nr. 36, jud. Argeș:

„CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ COMEFIN”
(numită prescurtat și „**CEF COMEFIN**”)

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- S.C. COMEFIN S.A. / loc.: ORAȘ COSTEȘTI, str. INDUSTRIEI, Nr. 36, jud. Argeș;
- Cod de Înregistrare Fiscala: RO **161880**;
- tel.fix. -, tel. 0040 248 672827, 004 075 2222 11, email: comeфин@gic.ro;

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este SC COMEFIN SA.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

Societatea OPEN INVEST CONSULTING S.R.L.

Sediu social: PINILOR 18, SMEURA, ARGEȘ

E-mail: openinvestcons@gmail.com ;

Tel: +40746152527

Responsabili: ADRIAN MARIN / ADRIANA MARIN

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

Nu a fost realizat un Studiu de Prefezabilitate în prealabil.

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

Noile investiții în energie trebuie să țină seama atât de prioritățile naționale în domeniul energetic și nevoii de diversificare a aprovizionării și de reducere a poluării, așa cum sunt acestea stipulate în strategia energetică națională, cât și de constrângerile constructive ale Sistemului Energetic Național.

Investițiile în producția de energie regenerabilă („verde”) au devenit o prioritate națională în ultimii ani, mai ales după aderarea României la Uniunea Europeană (2007). Conform documentelor de poziție pe Energie, ca și Strategiei Naționale în domeniu, România trebuie să ajungă în câțiva ani la o cota de 35% energie produsă din surse regenerabile, plecând de la actualul nivel mediu de 13% alte tipuri de energii regenerabile în afara de energia Hidro. Cu alte cuvinte, se așteaptă o creștere de 3 – 4 ori (estimare grosieră a ponderii în viitorii 6 ani a ponderii energiei regenerabile produsă în România, alta decât cea hidro >10 MW).

Conform „Strategiei energetice a României pentru perioada 2020 – 2035”, ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie trebuie să reprezinte 35% din consumul intern brut de energie electrică în anul 2035.

Strategia Energetică Națională: Potențialul teoretic al Surselor Regenerabile de Energie din România este prezentat în continuare.

Sursa	Potențial anual	Aplicație
Energie Solara	60 PJ	Energie termica
	1,2 TWh	Energie electrica
Energie Eoliana (potențial teoretic)	23 TWh	Energie electrica
Energie Hidro din care sub 10 MW	36 TWh	Energie electrica
	3,6 TWh	
Biomasa și Biogaz	318 PJ	Energie termica
		Energie electrica
Energie Geotermala	7 PJ	Energie termica

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Potențialul utilizabil al acestor surse este mult mai mic, datorită limitărilor tehnologice, eficienței economice și a restricțiilor de mediu.

Obiectivele realizării investiției într-o instalație fotovoltaică sunt:

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

b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;

c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;

d) 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 din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;

f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;

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 sursele regenerabile de energie menționate la art. 2 alin. (2);

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 prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice, prin **creșterea gradului de independență energetică a întreprinderilor din cadrul sectorului agricol și industriei alimentare;**

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).

La nivel european, în 2019, UE și-a revizuit cadrul de politică energetică pentru a ne

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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.

Pentru a susține din punct de vedere financiar aceste acorduri, reguli și ținte, Fondul pentru Modernizare (FM) vine ca un instrument nou de finanțare ce contribuie la obiectivele Pactului Verde European prin sprijinirea unei tranziții juste din punct de vedere social către o economie verde.

Statele membre care, în anul 2013, au înregistrat un PIB pe cap de locuitor la prețurile pieței (în euro) sub 60 % din media Uniunii sunt beneficiare ale FM, respectiv: Bulgaria, Croația, Cehia, Estonia, Ungaria, Letonia, Lituania, Polonia, **România** și Slovacia.

FM a fost instituit de Directiva (UE) 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 (UE) 2015/1814, pentru sprijinirea investițiilor în modernizarea sistemelor energetice și îmbunătățirea eficienței energetice, inclusiv finanțarea proiectelor de investiții la scară mică, în concordanță cu obiectivele cadrului de politici ale Uniunii privind clima și energia pentru 2030 și cu obiectivele pe termen lung prevăzute în Acordul de la Paris.

Perioada de implementare a FM este 2021-2030.

FM este constituit din veniturile obținute prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU-ETS pentru perioada 2021-2030. România are alocat un procent de 11,98% din totalul de 2 % din cantitatea totală de certificate alocate statelor membre prin schema EU-ETS pentru perioada 2021-2030, pe care o poate utiliza pentru finanțarea investițiilor, astfel cum este prevăzut în Anexa IIb la Directiva EU-ETS revizuită.

Totodată, Directiva EU-ETS prevede posibilitatea ca statele **membre beneficiare ale FM** să poată transfera total sau parțial alocarea acordată cu titlu gratuit în temeiul art. 10c, precum și posibilitatea transferului total sau parțial al cuantumului certificatelor din Fondul de Solidaritate prevăzut la art. 10 alin. (2) lit. b). De această posibilitate au uzat 5 state membre beneficiare, respectiv Croația, Cehia, Lituania, România și Slovacia.

Astfel, numărul total de certificate alocate României este de 200.766.069, din care:

- 33.018.490 (11,98%) - din Fondul pentru modernizare;

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- 81.673.875 - transfer din art. 10(2)(b) Directiva EU ETS;
- 86.073.704 - transfer din art. 10c Directiva EU ETS

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.

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 revizuirii 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.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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 contururilor 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 contururilor 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 primar este definit, conceput și propus de către Ministerul Energiei. Ulterior, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. – elaborează normele de aplicare prin ordine ale președintelui A.N.R.E., rezultând astfel legislația secundară. 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 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale
- 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,

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare,
- Ordonanța de urgență nr. 163 din 29 noiembrie 2022 pentru completarea cadrului legal de promovare a utilizării energiei din surse regenerabile, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE SI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1. DESCRIEREA AMPLASAMENTULUI

Proiectul propus spre finanțare se va realiza la sol, pe un amplasament situat în orașul Costești, jud. Argeș, situat în proximitatea imediată a beneficiarului (imobile lipite fizic), descris de CF 84334 / oraș Costești (Str. Industriei, tarla 31, parcela 2226), **conform extras CF atașat**, pentru care beneficiarul a obținut un drept de suprafață asupra terenului prin Contractul de suprafață nr. 1304/14 iulie 2025 (**document atașat**).

COMEFIN SA, cu sediul în orașul Costești, județul Argeș, este o companie cu tradiție în industria prelucrătoare, înființată în anul 1991.

Societatea este specializată în fabricarea de piese și accesorii pentru autovehicule și motoare (CAEN 2932) și face parte din lanțul de furnizori al industriei auto naționale, în special pentru uzina Dacia – Renault și alți producători din domeniu.

Cu o experiență de peste 30 de ani în producția industrială, COMEFIN SA s-a impus ca un furnizor de încredere în domeniul componentelor metalice de precizie.

Activitatea companiei include:

- prelucrare mecanică prin așchiere,
- confecționare de piese metalice de serie și unicat,
- execuție de subansamble pentru sisteme de direcție, frânare, suspensii și transmisie,
- realizarea de dispozitive tehnologice, matrițe și scule speciale.

Dotări și infrastructură

COMEFIN deține un parc tehnologic bine echipat, ce include:

- centre de prelucrare CNC,
- utilaje de frezare, strunjire și găurire,
- echipamente pentru sudură robotizată,
- linii de tratamente termice și protecție anticorozivă (zincare alcalină),
- precum și sisteme informatizate de management al producției și control calitate.

Resurse umane și capacitate operațională

Compania are peste 110 angajați, inclusiv personal tehnic cu înaltă calificare. Resursa umană este completată de programe continue de formare și perfecționare profesională, esențiale pentru menținerea standardelor ridicate de calitate.

Misiune și viziune

Misiunea COMEFIN SA este de a livra produse de înaltă calitate, realizate eficient și sustenabil, în conformitate cu cerințele pieței auto moderne. Prin investiții în tehnologie,

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

digitalizare și resurse umane, compania își propune să consolideze poziția de partener strategic pentru clienții din industria auto, atât în plan național, cât și internațional.

COMEFIN SA din Costești este un producător cheie de componente auto, cu infrastructură solidă și parteneriate locale puternice. Structura sa de active, echipamente performante (CNC, roboți, prese) și poziționarea în lanțul de aprovizionare al Dacia, susțin potențialul de business. În plus, accesarea de finanțări UE pentru modernizare dovedește o strategie orientată spre competitivitate și sustenabilitate pe termen mediu-lung.

Locația unde se va amplasa proiectul propus – CEF COMEFIN, constă într-un teren intravilan, conform extras CF pentru terenul identificat prin nr. cadastral 84334, pus la dispoziția COMEFIN SA prin **Contract de suprafață nr. 1304/14.07.2025, atașat (Anexa 11 – Extras CF și Contract suprafață)**.

Câmpul colector solar va fi alcătuit din 1104 de panouri fotovoltaice (PV) de 620 Wp fiecare având o suprafață activă totală de apx. 3400 mp, instalate pe structură metalică specializată, dispusă la sol.

Suprafața totală disponibilă conform CF – Numărul cadastral 84334 este de 6 200 mp și este reprezentată de terenul INTRAVILAN menționat anterior, din care se vor utiliza apx. 4000 mp.

Amplasamentul pe care se propune instalarea unei centrale electrice fotovoltaice în scopul creșterii gradului de eficiență energetică este evidențiat în figura de mai jos, fiind reprezentat de teren agricol neproductiv INTRAVILAN.

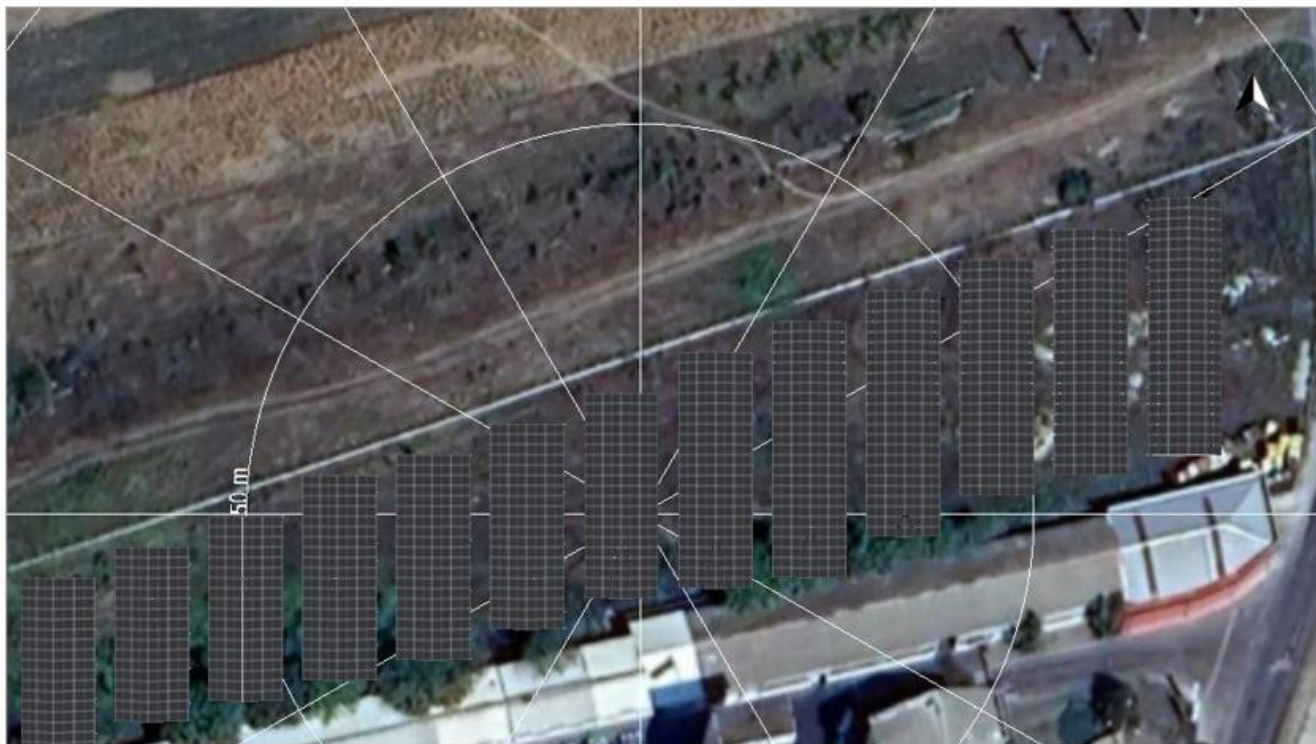


Figura: Imagine de ansamblu, Design 3D

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Căi de comunicare:

Locația de implementare a proiectului CEF COMEFIN este situată în partea nord-vestică a or. Costești, jud. Argeș, cu acces la str. Industriei și la la apx. 1 km de drumul național DN65A, existând acces direct la comunicațiile care deservesc activitățile economice din zonă.



Din punct de vedere climatic - Sub aspectul agroclimatic or. Costești se încadrează în zona II, cu climă „caldă-secetoasă”.

Clima în Costești, județul Argeș, este temperat-continentală. În general, verile sunt calde și uscate, iar iernile sunt reci și geroase. Temperatura medie anuală este de aproximativ 10-11 grade Celsius.

Vara: Verile în Costești sunt caracterizate de temperaturi ridicate, cu maxime ce pot depăși 30 de grade Celsius în iulie și august. Cantitatea de precipitații este mai redusă în comparație cu alte anotimpuri.

Iarna: Iernile sunt reci, cu temperaturi sub zero grade Celsius și zăpadă abundentă. Temperaturile minime pot coborî sub -10 grade Celsius.

Primăvara și Toamna: Aceste anotimpuri sunt caracterizate prin temperaturi moderate, cu fluctuații. Primăvara aduce revirimentul naturii, iar toamna, culorile specifice.

Mediul geografic – Orașul Costești se află în partea de Sud a României, în provincia istorică Muntenia, în zona de Sud a județului Argeș, în **Câmpia Piteștiului, la 200 m alt.**, pe cursul superior al râului Teleorman, la intersecția paralelei de 44°40'11" latitudine nordică cu meridianul de 24°52'48" longitudine estică, la 25 km Sud de municipiul Pitești.

COORDONATE GEOGRAFICE AMPLASAMENT - 44°40'08.3"N 24°52'34.4"E /

BENEFICIAR: S.C. COMEFIN S.A.

Pagina 17 din 87

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

44.668965, 24.876228

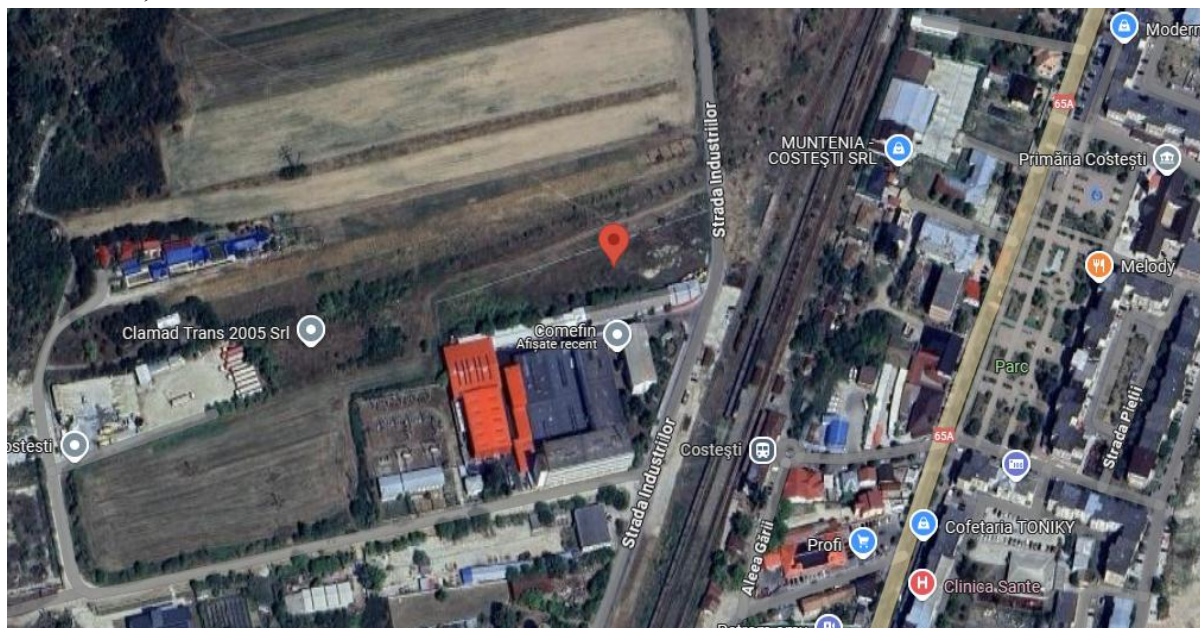


Fig 2.1. Amplasarea obiectivului de investiție CEF COMEFIN

2.3.2. Deficiențe

Regiunea județului ARGEȘ, în care se află și obiectivul de investiții, este una industrializată, dar care are și un foarte bun potențial de producere a energiei din surse regenerabile, inclusiv cu ajutorul energiei solare. Zona este și bine integrată în Sistemul Energetic Național (SEN) printr-o rețea suficient de densă de rețele de medie și înaltă tensiune. Astfel, o centrală electrică amplasată în acest areal se va putea integra foarte bine în rețea, cu atât mai mult cu cât este destinată autoconsumului SC COMEFIN SA, pentru producție.

Astfel, producția centralei se va și consuma la fața locului și în proximitate, în special în vârfurile de producție, fără a se simți efecte ale acesteia altundeva decât în rețeaua locală de medie tensiune (20 kV), la care va fi racordată centrala prin intermediul unui post de transformare existent.

Creșterea prețurilor energiei electrice a devenit o povară pentru consumatorii din România. Aceste costuri mai ridicate decât în perioada de dinainte de 2020 consumă din bugetul societății sume importante, care altfel ar putea fi redirecționate către investiții. De asemenea, costul crescut al energiei electrice poate avea drept urmare consumarea unei cantități mai mari de combustibili ce au un impact negativ asupra mediului, precum gazul natural sau lemnele de foc. În plus, din rapoartele disponibile pe pagina de internet a operatorului de transport și sistem, Transelectrica, rezultă necesitatea clară de a se construi noi capacități de producție de energie electrică, cu precădere pe bază de surse regenerabile de energie, România fiind în acest moment un importator net de energie electrică, deficitul fiind aproximat la peste 2 000 MW de producție, ceea ce se traduce într-o capacitate instalată mult peste această valoare.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

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

Mai mulți factori au contribuit la creșterea prețurilor:

- creșterea fără precedent a prețurilor gazelor naturale pe piețele mondiale – cu peste 170% în 2021 și 2022
- 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 și 2022 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 combustibilii 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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

completările ulterioare, bazată pe procedură de ofertare concurențială, precum și o linie de finanțare pentru entități publice pentru sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate, în scopul creșterii ponderii surselor regenerabile de energie în mixul total de energie, creșterii adecvanței Sistemului Energetic Național și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

În conformitate cu prevederile Fondului pentru Modernizare (FM) instituit prin art. 10d din Directiva EU 2003/87, revizuită, și pus în aplicare prin Regulamentul 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 și prin Ordonanța de Urgență 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 sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de tip energie eoliană, solară, hidro, geotermală, biomasă și biogaz.

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

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;*
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;*
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;*
- d) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;*
- e) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;*
- f) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;*
- g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021*

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;

- h) creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;*
- i) punerea în aplicare a inițiativei emblematică 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).*

Dezvoltarea companiilor, fie ele microîntreprinderi, IMM sau întreprinderi mari este cel mai important pilon al politicilor economice europene, ducând la consolidarea sustenabilității sociale, economice și de mediu a statelor membre UE.

Programe de finanțare precum Start-Up Nation, Femeia Antreprenor, IMM Invest, liniile de finanțare din cadrul PNRR, măsura 4.1.1 etc. contribuie la dezvoltarea durabilă a companiilor prezente pe piața din România urmărind trei obiective pe termen lung:

- stimularea competitivității;
- **asigurarea gestionării durabile a resurselor naturale, combaterea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea;**
- obținerea unei dezvoltări teritoriale echilibrate a economiilor și comunităților urbane și rurale, inclusiv crearea și menținerea de locuri de muncă.

În mod special pentru IMM-uri și HoReCa (indiferent de dimensiunea firmei), un program special dedicat eficienței energetice, Electric Up, a avut ca țintă instalarea de sisteme fotovoltaice pentru autoconsum de până la 100 kWp și de stații de încărcare pentru mașini electrice.

Creșterea prețurilor energiei electrice pentru consumatorii mai mari, precum punctele de consum aparținând beneficiarului, au dus la necesitatea finanțării unor sisteme fotovoltaice pentru autoconsum.

În ajutorul acestor consumatori mari au venit în ajutor și actualizările legii 123/2012, prin creșterea capacității instalate a prosumatorilor ce nu trebuie să plătească dezechilibre și care beneficiază de un venit fix per MWh produsă în exces și injectată în rețea până la 400 kW și prin posibilitatea acoperirii consumului de la mai multe puncte de consum aparținând prosumatorului, cu condiția ca acestea să fie racordate la rețeaua de distribuție aparținând aceluiași operator de distribuție și fiind deserviți de către același furnizor.

Perspectivile în domeniul serviciilor și a utilizării resurselor regenerabile rămân pozitive. Astfel, 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 de producție de energie din surse

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

regenerabile. Totodată, în cazul în care țintele europene vor crește, și obiectivul României în privința consumului provenit din surse de energie regenerabilă va crește.

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 obiectivelor de investiții în sudul teritoriului României, constituie un avantaj și din punct de vedere energetic, luând în considerare că această zonă este propice producerii de energie electrică din surse regenerabile, în mod special utilizând energie solară.

Ținând seama de aspectele prezentate mai sus, este evidentă necesitatea implementării unui proiect în zona, 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, prin utilizarea de surse regenerabile, încurajând sectorul economic urban și rural și, implicit, reducând impactul asupra mediului, dar și a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivelor de investiții prezentate.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei centrale fotovoltaice având o putere instalată de 0,6 MW (CEF COMEFIN), se urmărește acoperirea unei ponderi semnificative 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 COMEFIN” de 0,6 MW:

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiectul prezentat în cadrul prezentului studiu de fezabilitate vor consta în:

- **Indicatorul I.1** = Capacitate NOU instalată de producere a energiei din surse regenerabile.
- **Formula de calcul I.1:** Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW. În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, acest indicator reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin **însurubarea 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.
- **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:
 - 1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile, perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energie solară, 2100 h/an pentru energie eoliană);
 - 2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2021/2022. Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO₂/MWh.
- **Indicatorul I.3** = Producția medie de energie electrică din surse regenerabile
- **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
- **Formula de calcul I.4:** Producția anuală de energie electrică * 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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Formula de calcul I.5: (cantitatea de energie consumată / cantitatea de energie produsă în total)

- **Indicatorul I.6** = *Factorul de capacitate al centralei*
- Formula de calcul I.6: $\text{Producția medie anuală de energie electrică din surse regenerabile} / (\text{Capacitatea instalată a centralei} * 8760 \text{ h}) * 100$.

2.6. EVALUAREA POTENȚIALULUI SOLAR

Iradiația reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Irradiația medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ $1,36 \text{ kW/m}^2$. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Irradiația solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5 \text{ TW}$ lovesc continuu suprafața Pământului.

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 $1.000 - 1.300 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ (figura 2.2). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în sudul și centrul Dobrogei, **sudul Munteniei** și în sudul Olteniei, cu o valoare medie a radianței de $1.600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

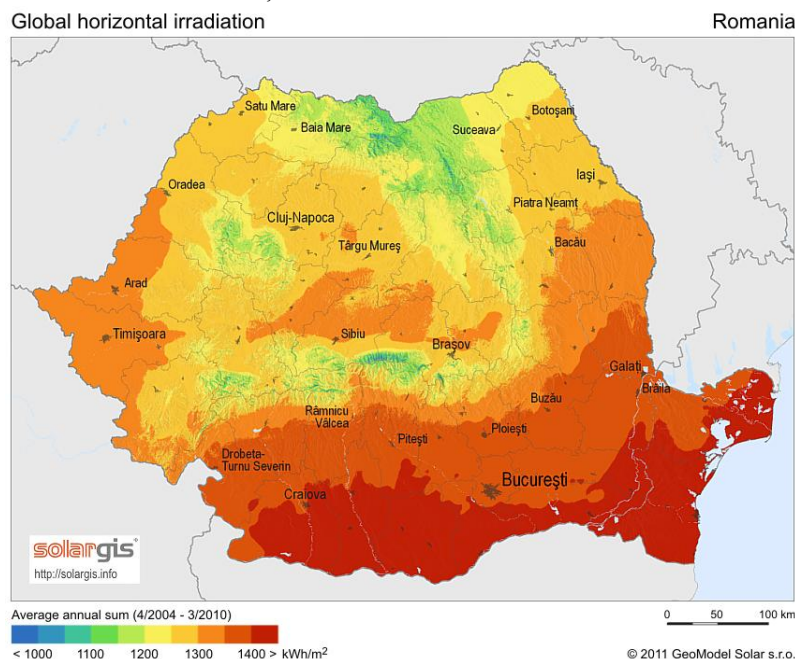


Fig. 2.2 – Harta României privind Potențialul Solar

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,

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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:

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

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;

$n_{\text{zile}} [-]$ – 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:

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

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m², la o temperatură medie ambientală de 20°C. Pentru simplificare, s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotovoltaice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentele 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).

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Așa cum se poate observa în figura 2.3, nivelul mediu al irradiației solare are valori cuprinse între 35 kWh/m² în luna decembrie și 220 kWh/m² în luna iulie.

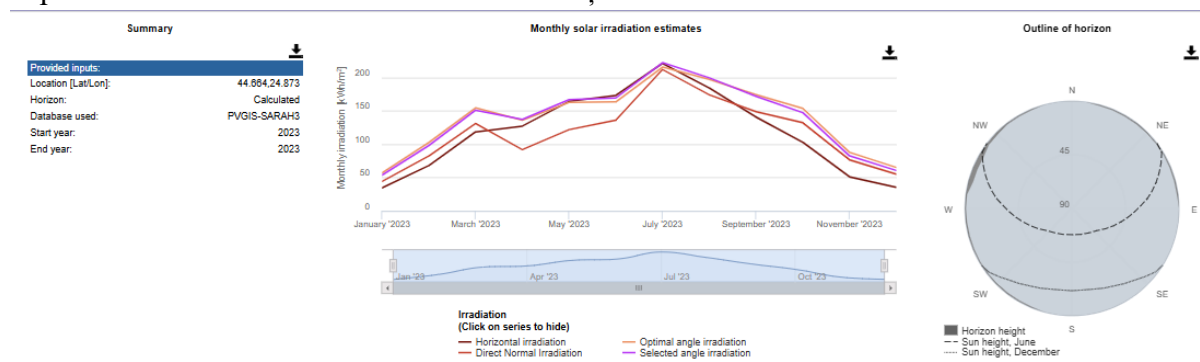


Fig. 2.3 Iradiația medie lunară – zona amplasamentului

Potențialul solar disponibil în amplasamentul CEF COMEFIN este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul centralei fotovoltaice menționate, iar eficiența tehnică și financiară a acesteia va fi direct dependentă de randamentul real al acestora.

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, modul de echipare al centralei fotovoltaice cu puterea instalată total de 0,6 MW (putere însumată în invertoare, curent alternativ) dezvoltată în amplasamentul pus la dispoziția COMEFIN SA.

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

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

3.1. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI:

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

Câmpul colector solar va fi alcătuit din 1104 de panouri fotovoltaice (PV) de 620 Wp fiecare (sau o altă combinație echivalentă) având o suprafață activă totală de apx. 3400 mp, **instalate pe structură metalică specială, dispusă la sol.**

Suprafata totala disponibila conform **extras CF pt. numarul cadastral 84334** este de 6 200 mp și este reprezentată de teren INTRAVILAN.

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

Locația beneficiază de acces facil prin str. Industriei, la DN 65A.

Administratorul rețelelor electrice este DISTRIBUȚIE ELECTRICĂ OLTENIA.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

În figura 3.1 se regăsește imaginea din satelit a locației și prezintă o propunere de amplasare a panourilor, cu suprafața colectoare spre sud.



Fig. 3.1 – Locația CEF COMEFIN

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

Panourile fotovoltaice vor fi orientate EST-VEST pentru a putea capta o irradiație crescută pe tot parcursul anului și *maximizată pe timpul zilei*. Spațiul necesar prezentului proiect, va fi lăsat liber pentru potențiale viitoare investiții ce necesită acces facil.

d) surse de poluare existente în zonă

În zonă nu există surse semnificative de poluare, ce ar putea afecta în vreun fel funcționarea centralelor fotovoltaice, fiind vorba de o zonă mixtă, preponderent agro-industrială, majoritatea activităților din zonă fiind fără emisii de pulberi ce nu pot fi curățate de pe panourile fotovoltaice.

e) date climatice și particularități de relief

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Din punct de vedere climatic - sub aspectul agroclimatic, or. Costești se încadrează în zona II. Clima este temperat-continentală, cu influențe estice.

Aceasta se traduce prin veri călduroase și ierni aspre.

Temperatura medie anuală este de aproximativ 9,8 °C.

Precipitațiile medii anuale sunt în jur de 660-670 mm, cu cele mai mari cantități înregistrate în lunile mai și iunie.

Vânturile dominante sunt cele din vest, dar și cele estice (crivățul, care aduce viscole iarna) și cele din sud (băltărețul, aducător de ploaie vara).

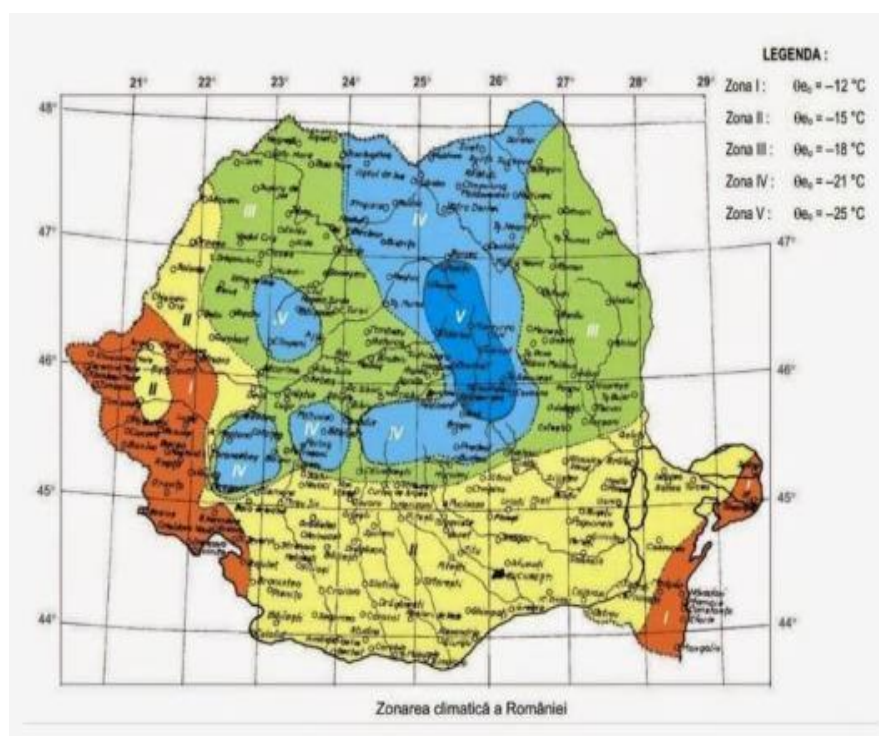
Valoarea ridicată a resurselor termice favorizează cultivarea, în principal, a cerealelor, plantelor tehnice și industriale, dar și a culturilor de viță-de-vie sau fructifere.

Mediul geografic – Costești se află într-o zonă de câmpie, cu altitudini joase, dar în apropiere se găsesc și dealuri subcarpatice, caracteristice județului Argeș.

Relieful este dominat de forme plane, specifice câmpiilor, dar pot exista și ușoare denivelări sau terase fluviale. În general, județul Argeș este caracterizat de o treaptă de relief ce coboară de la nord la sud: munții Carpați Meridionali (Munții Făgăraș și Leaota) în nord, dealuri subcarpatice în centru și câmpii în sud.

Costești se încadrează în zona de câmpie, cu influențe din zona subcarpatică.

Conform Ord. nr.386/2016 și SR 1907-1:2014, zona climatică pe timp de iarnă este II, cu temperaturi exterioare $\theta_e = -15^\circ\text{C}$



FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Acțiunea vântului

Acțiunea vântului ne interesează în mod deosebit deoarece reprezintă principala forță exercitată asupra structurii de susținere a panourilor fotovoltaice.

Conform codului de proiectare CR 1-1-4-2012, amplasamentul se găsește în zona de vânt caracterizată de valoarea de referință a presiunii dinamice a vântului de $q_b = 2 \text{ kPa}$ (având intervalul mediu de recurență $IMR = 50 \text{ ani}$). Fenomene meteorologice extreme: Crivățul - iarna, în zona de câmpie și la poalele subcarpaților apar invazii de aer rece și foarte rece, însoțite de vânt, provenite din aria anticiclonului siberian, cunoscute sub numele de Crivăț.

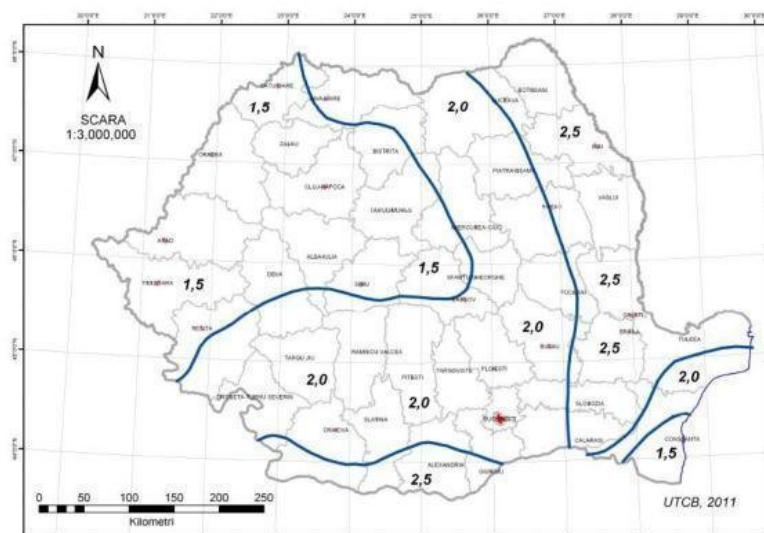


Figura 3.1 Zonarea valorilor caracteristice ale încărcării din zăpadă pe sol s_0 , kN/m^2 , pentru altitudini $A \leq 1000 \text{ m}$
Notă: Pentru altitudini $A > 1000 \text{ m}$ valorile s_0 se determină cu relațiile (3.1) și (3.2)

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului investiției, aceasta este una temperat-continentală excesivă, cu temperaturi medii cuprinse între -4°C și 28°C , așa cum se poate observa în figura 3.2.

Costești

44.67°N, 24.88°E (231 m dNM).
Model: ERA5T.

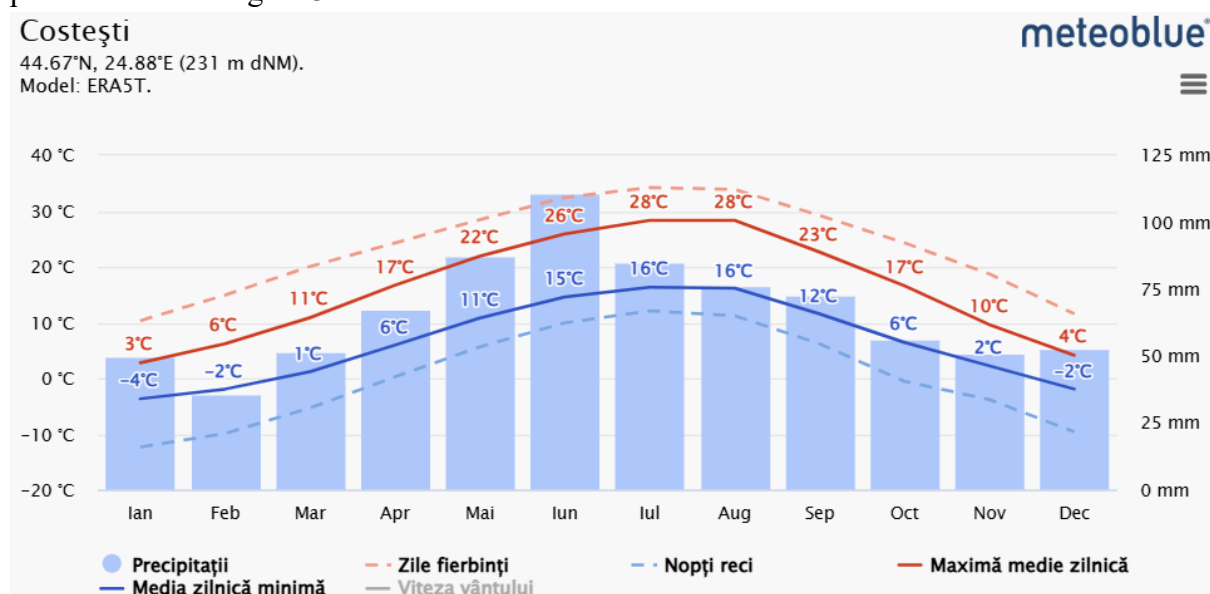


Fig. 3.2 – Particularitățile climatice ale amplasamentului CEF

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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 figura 3.3 este prezentată diagrama temperaturilor maxime la nivelul COSTEȘTI, cu numărul de zile din lună în care se ating anumite temperaturi.

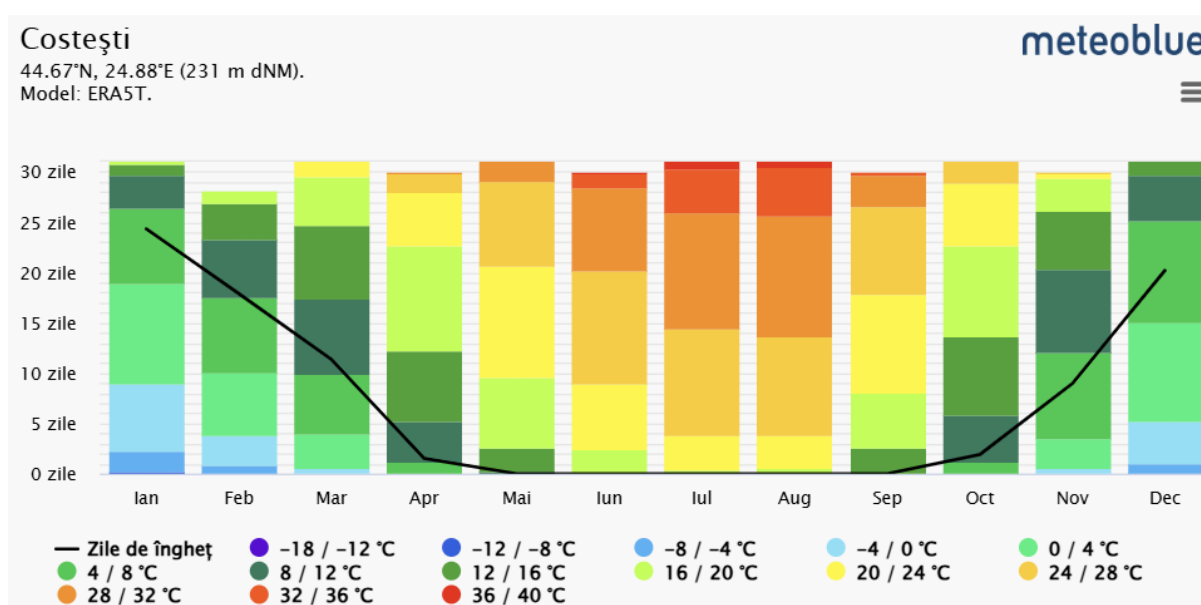


Figura 3.3 Diagrama temperaturii maxime la nivelul amplasamentului CEF

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 a fost realizat studiu geotehnic, acesta urmând a fi realizat ulterior, dacă proiectantul va considera necesar.

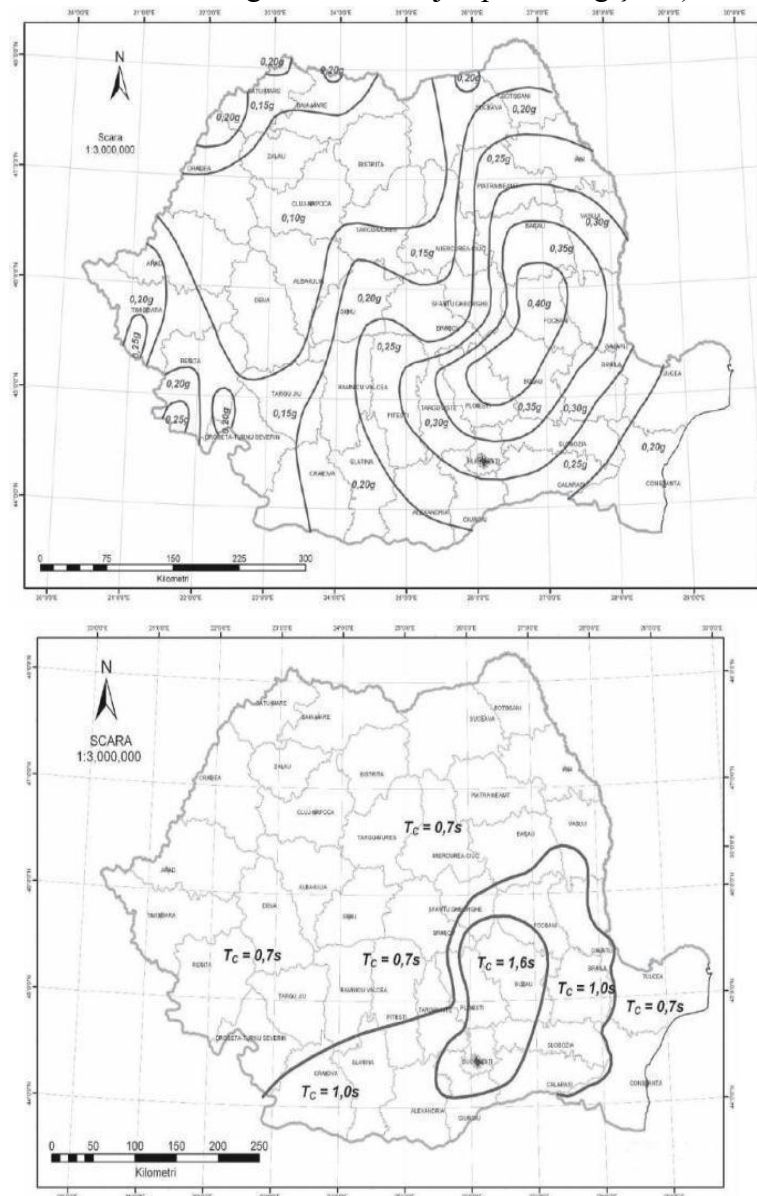
FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

În orașul Costești predomină solurile brune de pădure și solurile brune în diferite grade de podzolire. Aceste soluri se deosebesc de cele specifice zonelor de stepă prin prezența hidroxizilor de fier și a humusului de culoare brună.

(i) date privind zonarea seismică:

Conform Normativului P100/1-2013, amplasamentul se găsește în zona cu accelerația terenului $a_g = 0,25g$ și perioada de colț $T_c = 1s$ cu IMR=225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 ani.

(încadrare conform figurilor de mai jos pentru A_g și T_c)



Adâncimea de îngheț

Conform STAS 6054-77, adâncimea de îngheț este de 80-90 cm față de cota terenului natural.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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 două variante tehnice după cum urmează:

Construire Centrală Electrică Fotovoltaică COMEFIN (CEF COMEFIN)

- Scenariul 1 – *Module fotovoltaice monocristaline bifaciale (1 104 buc.)* cu o putere nominală de 620 Wp (CEF COMEFIN - 0,68448 MWp);
- Scenariul 2 – *Module fotovoltaice monocristaline (1 472 buc.)* cu o putere nominală de 465 Wp (CEF COMEFIN - 0,68448 MWp).

Întrucât tehnologia de montaj se dorește a fi una de tip EST-VEST, se recomandă suplimentarea puterii instalate în panouri față de cea a invertoarelor, pentru eficientizarea utilizării energiei pe tot parcursul zilei, astfel soluția devine superioară tehnologiei cu montajul orientat numai pe SUD.

Pentru scenariile 1 si 2 se descriu unitar următoarele componente:

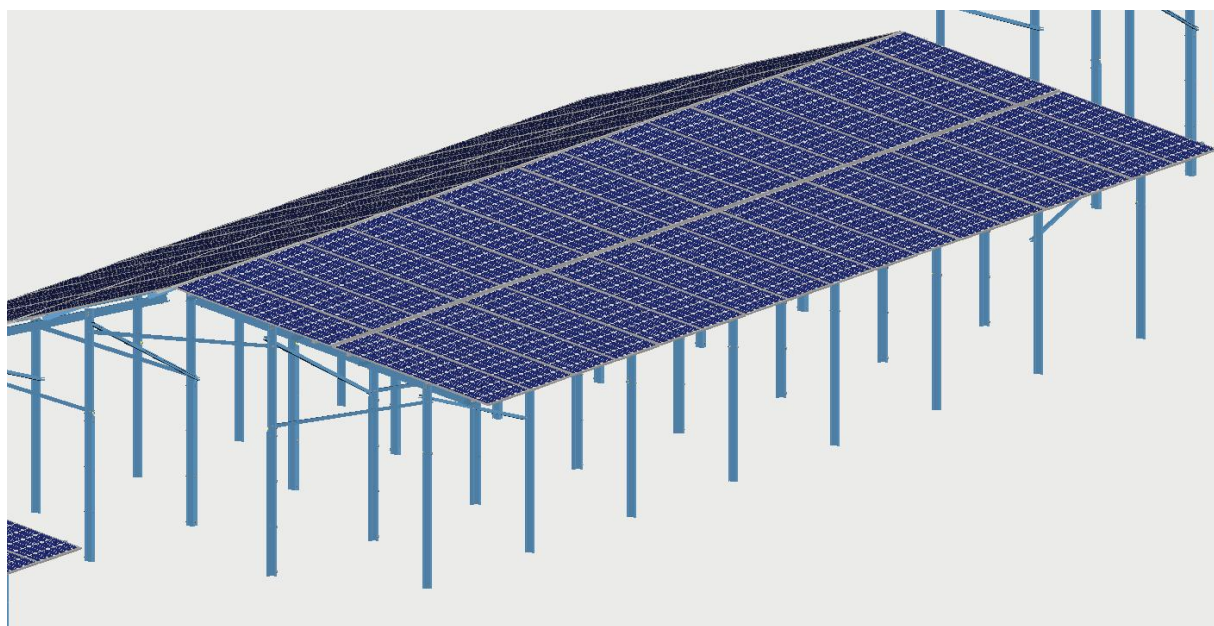
- Pe baza experienței și a bunelor practici în domeniu, recomandăm utilizarea unei soluții identice în ambele scenarii cu privire la conversia **energiei electrice de curent continuu (0,6 MW)** produsă de panourile fotovoltaice în **energie electrică de curent alternativ (0,6 MW – această valoare definește eticheta centralei, care va fi luată în calcul la indicatorii tehnico-economici ai investiției)**, dar și pentru subsistemul de stocare a energiei, care va avea valori propuse pentru capacitate de 200-225 KWh, pentru a respecta condițiile ghidului și a obține punctaj suplimentar, dar și pentru a avea un buffer de energie în situația unor întreruperi de rețea sau pentru alte nevoi ale beneficiarului.
- *Vor fi utilizate 6 invertoare (5 invertoare cu puterea de 110 KW și unul cu puterea de 50 KW, în curent alternativ), configurație valabilă ambelor scenarii de analiză, aleasă pe considerente de performanță.* Invertorul convertește energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă existentă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în tablou electric general al Beneficiarului.
- Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, în sens invers, dacă va fi nevoie, consumul pe timp de noapte fiind de 1 W.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

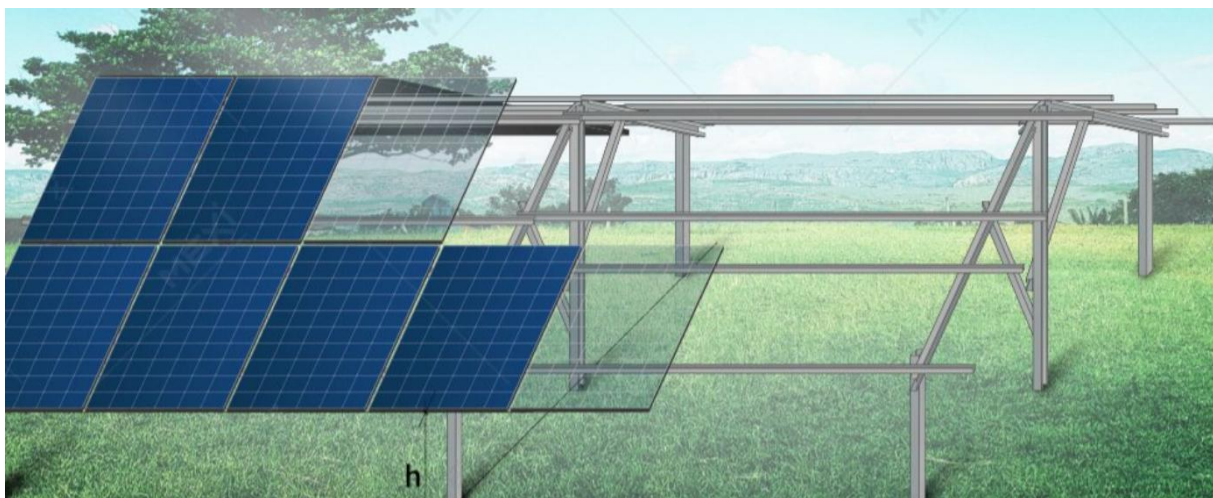
- Invertorul va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.).
- Având gradul de protecție IP66 acesta se vor monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice.
- Invertorul va avea un display cu indicatoare LED. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la Smart Power Meter amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin rețea WIFI / 4G datele colectate către portalul producătorului.
- 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.
- Pentru structura la sol, propunem instalarea sistemului de panouri fotovoltaice pe o structură fixă, cu unghiri optime pentru tot anul, de tipul EST-VEST.

Structura de montaj este proiectată pentru instalarea a 4 panouri solare (2x2) cu orientare est-vest.

Această configurație este ideală pentru maximizarea producției de energie pe parcursul întregii zile, captând lumina solară atât dimineața, cât și după-amiaza.



FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică



Caracteristici principale:

- **Design cu 3 picioare:** Asigură stabilitate și rezistență structurală, fiind potrivită pentru diverse tipuri de teren.
- **Configurație 2x2:** Permite montarea a 4 panouri solare, două orientate spre est și două spre vest, optimizând captarea energiei solare.
- **Materiale durabile:** Construită din oțel galvanizat sau aluminiu, rezistent la coroziune și condiții meteorologice variate.
- **Flexibilitate în instalare:** Potrivită pentru montaj pe sol, cu posibilitatea de ajustare a unghiului pentru eficiență maximă.

Beneficii:

- **Producție energetică echilibrată:** Orientarea est-vest permite o generare mai uniformă a energiei pe parcursul zilei, reducând vârfurile de sarcină.
- **Eficiență spațială:** Designul compact și robust permite instalarea în spații limitate fără a compromite performanța.
- **Instalare simplificată:** Structura preasamblată sau ușor de asamblat reduce timpul și costurile de montaj.

Această structură este ideală pentru proiecte comerciale care doresc să maximizeze eficiența energetică și să beneficieze de o soluție durabilă și fiabilă pentru montajul panourilor solare.

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 multianuale înregistrate.

Structura de susținere a panourilor fotovoltaice trebuie să respecte specificațiile minime alese de proiectant și în plus:

- Custom-designed / personalizată pentru aplicația prezentă, dar cu flexibilitate în instalare;

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- Folosește minimum de elemente de prindere fără stres extrem al membrilor de susținere;
- Permite unghiuri de orientare și înclinare și distanța optime față de sol;
- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante ușoare și regimuri de vânt de peste 40 m/s;
- Ușor de instalat fără training special;
- Să prezinte documentație a design-ului și rapoarte de testare;
- Capabilă să reziste evenimentelor seismice conform “cod de proiectare seismică P100-1/2006;
- Capabilă să reziste vânturilor extreme conform STAS 10101/20-90 “Încărcări date de vânt”;
- Capabilă să reziste încărcărilor de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 “Încărcări date de zăpadă”;

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare.

Acest tip de structură va avea un impact neglijabil asupra terenului, întrucât nu necesită prinderea în beton.

Panourile fotovoltaice vor fi conectate în serie pe șiruri, fiecare panou are prevăzut un sistem de cuplare a cablurilor încorporat. Cablurile electrice de legatură între panouri vor avea secțiunea de 6 mm², iar cablurile de legătură cu cutiile de distribuție, respectiv cu grupul de invertoare vor avea secțiunile corespunzătoare valorii intensității curentului care le va străbate. Toate traseele de cabluri se vor realiza prin pozarea cablurilor electrice pe canale de cabluri dispuse pe structură.

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 sau fibră optică.

Cerințe ce se vor respecta pentru toate tipurile de cabluri:

- Secțiunile conductoarelor/cablurilor de c.c. și c.a. se vor determina astfel încât căderea totală de tensiune pe parc sa fie de cel mult 3-4%;
- La pozarea cablurilor se va ține cont de standardele privind raza maximă de curbura și distanțele dintre cabluri;
- Cablurile pozate în șanțuri trebuie să fie paralele iar intersectarea acestora trebuie evitată în măsura în care se poate. Cablurile armate se vor poza direct în pământ nemaifiind nevoie de protejarea lor prin tuburi de protecție cabluri.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

La intrarea în tablourile electrice se vor folosi tuburi contractibile pentru etanșare. Toate terminalele de conexiune vor fi adecvate tipului de cablu pe care se montează. Montajul se va face numai cu echipamente adecvate.

Lungimea cablurilor electrice – în funcție de lungimile cablurilor de curent continuu, dintre panouri și invertoare și a celor de curent alternativ, dintre invertoare, tablou de racord și punct de racordare la rețeaua de distribuție, căderea de tensiune și pierderile Joule cresc direct proporțional cu lungimea conductoarelor. De aici rezultă nevoia de optimizare a traseelor de cabluri pe timpul implementării.

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, 1RE-IP 30/2004).

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

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

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Conectarea la rețeaua de distribuție locală existentă.

Transformatorul 400V/20KV trifazat în anvelopă de beton existent la COMEFIN

SA

Pentru racordarea centralei electrice fotovoltaice la rețeaua de distribuție, există un aviz tehnic de racordare de la operatorul rețelei, care permite racordarea CEF la rețea, în conformitate cu legislația pentru prosumatori cu putere peste 400 KW. Transformatorul de tensiune existent, la care va fi racordat sistemul, de 400V/20KV are puterea de 1600 KVA (**ATR anexat – Anexa 12**). Puterea maximă absorbită conform ATR este de 1850 KW (totală pe cele 3 transformatoare existente).



Suplimentar elementelor descrise anterior, investiția va include, de asemenea (opțional), supravegherea cu un sistem de electronic de securitate pentru monitorizarea și alertarea la intruziuni, la care poate fi conectate și alte sisteme de alarmare.

Sistemul de securitate antiefracție al instalației solare – opțional, nefiind prins în devizul proiectului:

Sistemul de securitate al proiectului solar trebuie să respecte specificațiile minime alese de proiectant și în plus să fie capabil de:

- Detecție pe bază de radiație IR (infraroșu) incluzând senzori de prezență, lămpi IR, lămpi VIS (vizibil) și camere de luat vederi sensibile atât în spectrul IR cât și VIS;
- Înregistrarea concurentă a imaginii și sunetului în format digital pe cel puțin 16 canale;
- Suportă alimentare de la un UPS (sursă de putere neîntreruptibilă) și prezintă sursă proprie ce permite funcționarea pe perioade scurte de timp (2-3h) astfel încât o cădere a tensiunii LEA MT concurentă cu o defecțiune a UPS să nu întrerupă funcționarea;
- Monitorizarea întregului perimetru al parcului prin înregistrarea imaginilor și sunetului și prin senzori de mișcare și prezență calibrați pentru dimensiuni potrivite de detecție;
- Transmisie la distanță a imaginilor și sunetului în format digital;
- Să permită diverse moduri de înregistrare: normal (de exemplu o imagine pe secundă) și alarmat (25 de imagini pe secundă);
- Control la distanță, cel puțin parțial, al camerelor prin sistemul PTZ (pan, tilt, zoom);
- Permite armarea completă, forțată, instantanee sau automată;
- Memorie pentru cel puțin 256 evenimente;
- Sirena incorporată de 90 dB;
- Accesare prin telefon sau ethernet a meniurilor sistemului;

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

3.2.1. SCENARIUL 1. – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE BIFACIALE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 620 Wp (total putere instalată 0,68448 MWp curent continuu, respectiv 0,6 MW putere instalată în curent alternativ - învertoare)

În cazul scenariului 1 se consideră o putere instalată totală de 0,68448 MWp în amplasamentul pus la dispoziția SC COMEFIN SA pentru CEF COMEFIN (1104 panouri x 620 Wp).

Dimensiunea CEF COMEFIN este calculată pentru asigurarea energiei necesare la nivelul consumatorilor eligibili prin program, fiind necesar și un calcul detaliat de consum, care să confirme datele, ACESTA VA FI REALIZAT ÎN AUDITUL ELECTROENERGETIC.

Fiecare dintre modulele PV menționate vor fi formate dintr-un număr de minim 133 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2382 x 1134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 33,5 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 620 Wp, cu un randament nominal de minim 22,95%.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.1.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Modul fotovoltaic: RCM-620-SDMT2 LYNX N TYPE BIFACIAL – SAU ECHIVALENT

Date electrice	
Tipul celulei	Siliciu monocristalin
Modul semicelula	Nu
Numarul de celule	133
Numarul de diode de Bypass	3
Pierdere de tensiune pe dioda de bypass	1 V
Optimizator de putere integrat	Nu
Potrivit numai pentru invertoare cu transformator	Nu
Caracteristicile I/V la STC	
Tensiune MPP	38,9 V
Curent MPP	16 A
Tensiune in circuit deschis	48,9 V
Curent de scurtcircuit	16,05 A
Cresterea tensiunii in circuit deschis inainte de stabilizare	0 %
Capacitate nominala	620 W
Factor de umplere	79,3 %
Eficienta	22,95 %
Caracteristicile sarcinii partiale I/V	
Sursa valorilor	Producator/Proprietar
Iradiere	200 W/m ²
Tensiune in MPP la sarcina partiala	37,985 V
Curent in MPP la sarcina partiala	3,463 A
Tensiune in circuit deschis (sarcina partiala)	44,085 V
Curent de scurtcircuit la sarcina partiala	3,612 A
Parametrii suplimentari	
Coeficientul de temperatura al Voc	-131,3 mV/K
Coeficientul de temperatura al Isc	7,22 mA/K
Coeficientul de temperatura al Pmpp	-0,36 %/K
Factor de corectie a unghiului (IAM)	100 %
Factorul de bifacialitate	70 %
Tensiunea maxima a sistemului	1500 V
Date mecanice	
Latime	1134 mm
Inaltime	2382 mm
Adancime in mm	35 mm
Latimea cadrului	9 mm
Greutate	33,5 kg

Tabelul 3.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 620 Wp

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Centrala va fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată totală de 600 kW (5 bucăți DE 110KW și unul de 50 KW), cu un randament minim de 98% STC. Obiectivul de investiție va conține un număr de 6 invertoare.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.2.

Tabelul 3.2 –
Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 110 kW

Date electrice - CC	
Putere nominala	165 kW
Puterea CC maxima	165 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	320 A
Curent maxim de scurtcircuit	320 A
Numarul de intrari CC	20
Date electrice - CA	
Putere nominala de curent alternativ	110 kW
Puterea AC maxima	121 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu
Date electrice - altele	
Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	195 W
Consumul in standby	25 W
Consumul de noapte	1 W
Dispozitiv de urmarire MPP	
Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	10
Dispozitiv de urmarire MPP 1-10	
Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	32 A
Putere maxima de intrare	18,75 kW
Tensiunea MPP minima	180 V
Tensiunea MPP maxima	1000 V

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Caracteristicile tehnice ale invertorului trifazat de 50 kW

Date electrice - CC	
Putere nominala	75 kW
Puterea CC maxima	75 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	128 A
Curent maxim de scurtcircuit	160 A
Numarul de intrari CC	8
Date electrice - CA	
Putere nominala de curent alternativ	50 kW
Puterea AC maxima	55 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu
Date electrice - altele	
Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	50 W
Consumul in standby	5 W
Consumul de noapte	1 W
Dispozitiv de urmarire MPP	
Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	4
Dispozitiv de urmarire MPP 1-4	
Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	40 A
Putere maxima de intrare	17 kW
Tensiunea MPP minima	200 V
Tensiunea MPP maxima	1100 V

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Beneficiarul dorește să implementeze un sistem de stocare cu capacitate de 200-225 KWh, atât pentru a eficientiza consumul direct de energie, dar și pentru a beneficia de punctaj superior în cadrul programului de finanțare nerambursabilă pentru care aplică.

Fisa de date a subsistemului de stocare (bateriei sistemului) analizat

Invertoare de baterie	
Capacitate nominala	110 kW
Puterea maxima de incarcare	110 kW
Puterea maxima de descarcare	110 kW
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu
Baterie	
Producator baterie	GROWATT New Energy Co., Ltd. sau echivalent
Model	APX 14.3P-B1 (v1)
Cantitate	14 (14x1)
Tensiunea sistemului bateriei de curent continuu	716,8 V
Energia utilizabila a bateriei	200,6 kWh
Capacitatea la t=10h	280 Ah

Fisa de date a bateriei

Baterie: APX 14.3P-B1 (v1) – sau echivalent

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da
Date electrice	
Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier
Tensiunea celulei	3,2 V
Numarul de celule in serie	16
Tensiune nominala	51,2 V
Numarul de siruri de baterie	1
Rezistenta interna	1,5 mΩ
Autodescarcare	3 %/Luna
Durabilitate in cicluri de incarcare-descarcare (DoD = 40 %)	5100
Date mecanice	
Lungime	920 mm
Latime	245 mm
Inaltime	510 mm
Greutate	135 kg

Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale subsistemului de stocare

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

**ANALIZA CONSUMULUI DE ENERGIE ÎN SCOPUL DETERMINĂRII
PROCENTULUI DE AUTOCONSUM PENTRU ENERGIA PRODUSĂ**

IPOTEZE DE LUCRU PENTRU CALCULE

- Se vor analiza 12 luni consecutive, conform GS
- Conform cerințelor ghidului de finanțare, toate documentele justificative vor fi atașate la cererea de finanțare – **Auditul electroenergetic**.
- Consumurile vor fi identice pentru ambele scenarii de analiză.

A. Consumul de energie realizat de beneficiar

Istoric consum de energie electrica – (date furnizate de beneficiar, extrase din facturile de energie)

Pentru perioada de interes, (MARTIE 2024 - FEBRUARIE 2025), vor fi anexate și facturile de energie electrică la auditul realizat.

LUNA	CONSUM ENERGIE ACTIVA (MWh/luna)
<i>Martie 2024</i>	384,231
<i>Aprilie 2024</i>	356,504
<i>Mai 2024</i>	330,247
<i>Iunie 2024</i>	284,862
<i>Iulie 2024</i>	291,676
<i>August 2024</i>	190,24
<i>Septembrie 2024</i>	312,798
<i>Octombrie 2024</i>	373,971
<i>Noiembrie 2024</i>	396,280
<i>Decembrie 2024</i>	364,394
<i>Ianuarie 2025</i>	404,607
<i>Februarie 2025</i>	416,283
Total [MWh/an]	4 106,093

În cadrul prezentului studiu, vom considera consumul anual de energie electrică al beneficiarului, de apx. 4 000 MWh.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Aceste date vor fi introduse în softul de simulare, împreună cu datele din studiul de fezabilitate, raportate la scenariul ales (Putere instalată de 600 KW, Panouri fotovoltaice de 620 Wp, respectiv invertore de string 5x110 KW și 1x50 KW).

B. Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat

Rezultate obținute privind producția de energie, autoconsumul și fluxurile energetice:

- Bilanț energetic:

Sistem fotovoltaic

Isiirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 112,94 kWh/kWp
Raportul de performanta (PR)	81,07 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	0,6 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie	761 939 kWh/An
Autoconsum direct	761 732 kWh/An
Reglare in jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Reteaua de alimentare	207 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	471 455 kg / an

Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie



■ Autoconsum direct
■ Reglare in jos la punctul de alimentare
■ Reteaua de alimentare

Consumatori

Consumatori	4 000 000 kWh/An
Consumul in standby (Invertor)	152 kWh/An
Consum total	4 000 152 kWh/An
Acoperite de energie fotovoltaica cu baterie	761 732 kWh/An
Acoperite de retea	3 238 420 kWh/An
Grad de acoperire solara	19,0 %

Consum total

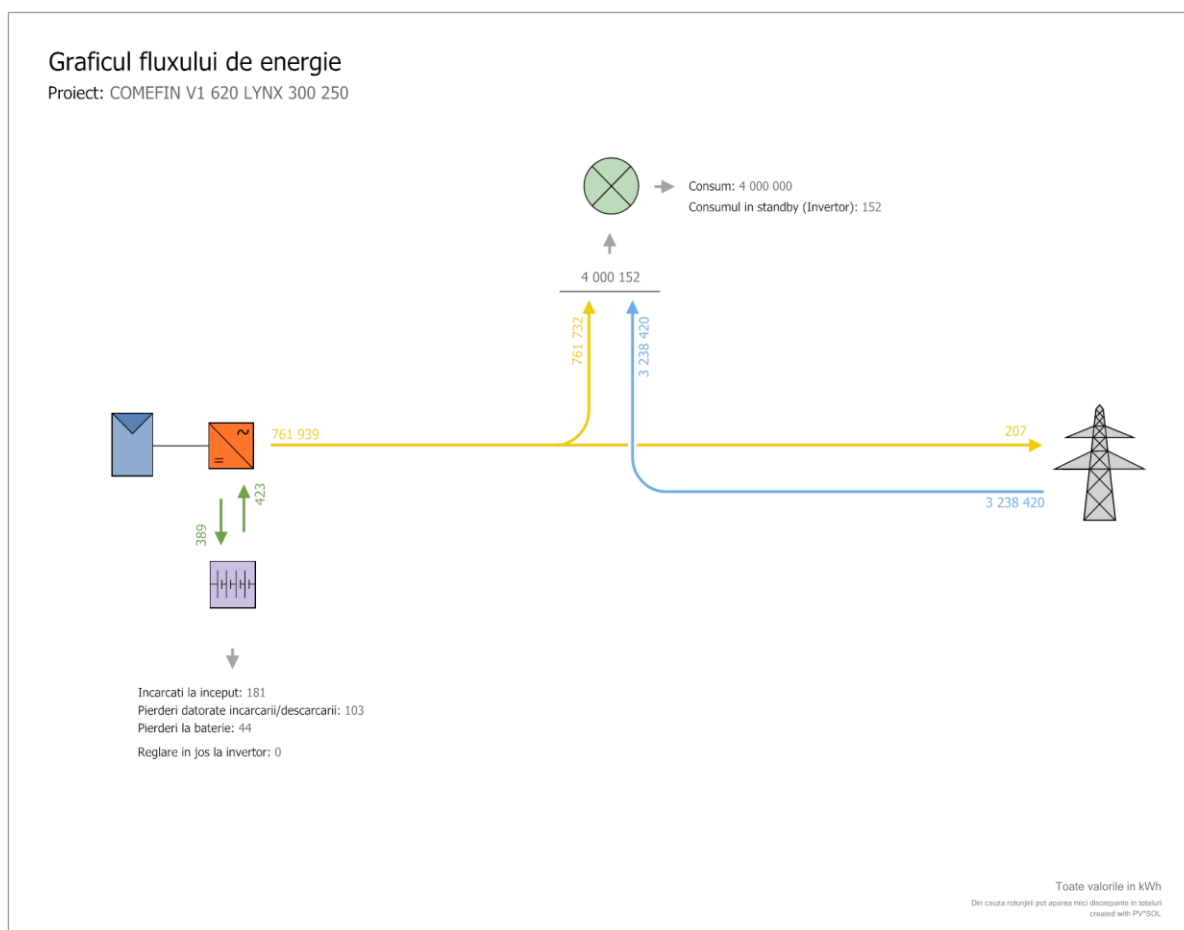


■ Acoperite de energie fotovoltaica cu baterie
■ Acoperite de retea

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Fluxuri energetice:

Figura de mai jos prezintă fluxurile de energie și modul de utilizare a acestora, rezultând explicit condiția cerută de ghidul de finanțare cu privire la autoconsum.



Sistemul fotovoltaic ce va fi implementat va genera aproximativ 761,9 MWh, dintre care 761,7 MWh (**99,99% din producția fotovoltaică**) vor fi consumați direct, iar 0,2 MWh vor fi injectați în rețea.

Din rețea vor fi consumați 3 238,4 MWh pentru acoperirea nevoii de consum a beneficiarului.

Din analiza fluxului energetic, se observă respectarea indicatorului de autoconsum a energiei fotovoltaice produse, PESTE 90%, aproape 100%.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Estimarea prețului energiei pentru analizele financiare și economice

Evoluția PZU din ianuarie 2014 până în ianuarie 2023, a fost oscilantă observând că în toată această perioadă, până în ianuarie 2021 prețul se afla sub limita de 76 euro/MWh. Din a doua parte a anului 2021 și până în aprilie 2022 prețul are creșteri mari, istorice, neînregistrate până acum.

Liderii au solicitat Comisiei să prezinte propuneri pentru a aborda problema prețurilor excesive ale energiei electrice, menținând, în același timp, piața unică și stimulentele pentru tranziția verde. Aceștia au invitat Comisia și statele membre să utilizeze în mod optim setul de instrumente privind prețurile energiei și recent adoptatul cadru temporar de criză privind ajutoarele de stat, pentru a oferi ajutor cetățenilor și întreprinderilor.

În anul 2022, 2023 și anul 2024 staul român a intervenit și stabilit prețuri maxime pentru diferite categorii de consumatori casnici și privați.

Ținând cont de toate aceste eforturi concertate, se așteaptă ca pe termen mediu prețul energiei electrice să se stabilizeze la un nivel rezonabil și de aceea proiecția veniturilor din vânzarea energiei în SEN, o estimăm la un preț de 100 euro/MWh considerat un preț sustenabil.

INDICATORII URMĂRIȚI PRIN PROIECT, CALCULAȚI PENTRU SCENARIUL 1 ÎN BAZA IPOTEZELOR ASUMATE, SUNT:

Tabelul 3.4 – Indicatorii scenariului 1

Indicator	CEF COMEFIN
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MW)	0,60
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (tone/an)	448,91
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	733,63
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	14 672,62
I.5 Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (cantitatea de energie consumată / cantitatea de energie produsă în total)	99,99%
I.6 Factorul de capacitate al centralei (%)	13,96

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

3.2.2. SCENARIUL 2 – MODULE FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE CU O PUTERE NOMINALĂ DE 465 Wp (total putere instalată 0,68448 MWp curent continuu, 0,6 MW curent alternativ)

Folosind o suprafață de teren mai mare, pentru scenariul 2 se va lua în considerare instalarea centralei fotovoltaice utilizând 1472 module PV de 465 Wp, rezultând astfel o putere instalată totală identică ca în scenariul 1, de 0,68448 MWp, puterea de curent alternativ, cea care dă eticheta sistemului, fiind tot de 0,6 MW.

Fiecare dintre modulele PV (1472 BUC.) menționate vor fi formate dintr-un număr de minim 120 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 1109 x 1134 x 30 mm și o greutate de aproximativ 23,8 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate (1472 BUC.) este de 465 Wp, cu un randament nominal de minim 21,48%. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.5.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Tabelul 3.5 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 465 Wp

Modul fotovoltaic: RCM-465-7NE (v1) sau ECHIVALENT

Date electrice	
Tipul celulei	Siliciu monocristalin
Modul semicelula	Da
Numarul de celule	120
Numarul de diode de Bypass	3
Pierdere de tensiune pe dioda de bypass	1 V
Optimizator de putere integrat	Nu
Potrivit numai pentru invertoare cu transformator	Nu
Caracteristicile I/V la STC	
Tensiune MPP	34,89 V
Curent MPP	13,33 A
Tensiune in circuit deschis	42,22 V
Curent de scurtcircuit	14,07 A
Cresterea tensiunii in circuit deschis inainte de stabilizare	0 %
Capacitate nominala	465 W
Factor de umplere	78,29 %
Eficienta	21,48 %
Caracteristicile sarcinii parțiale I/V (calculat)	
Sursa valorilor	Standard (Model cu doua diode)
Rezistenta in serie Rs	2,037e-03 Ω
Rezistenta paralela Rp	8,912 Ω
Parametrul curent de saturatie Cs1	350,0 A/K ³
Parametrul curent de saturatie Cs2	-2,65e-13 A/K ^(2,5)
Parametrul fotocurent C1	1,219e-02 m ² /V
Parametrul fotocurent C2	6,3e-06 m ² /(V*K)
Fotocurent	14,073 A
Parametrii suplimentari	
Coeficientul de temperatura al Voc	-105,5 mV/K
Coeficientul de temperatura al Isc	6,3 mA/K
Coeficientul de temperatura al Pmpp	-0,29 %/K
Factor de corectie a unghiului (IAM)	95 %
Tensiunea maxima a sistemului	1500 V
Date mecanice	
Latime	1134 mm
Inaltime	1909 mm
Adancime in mm	30 mm
Latimea cadrului	30 mm
Greutate	23,8 kg

Centrala va fi prevăzută, similar cu scenariul 1, cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 600 kW (5 bucăți de 110KW și unul de 50 KW), cu un randament minim de 98% STC. Obiectivul de investiție va conține un număr de 6 invertoare.

Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în tabelul 3.6.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Tabelul 3.6 –

- Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 110 kW

Date electrice - CC	
Putere nominala	165 kW
Puterea CC maxima	165 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	320 A
Curent maxim de scurtcircuit	320 A
Numarul de intrari CC	20
Date electrice - CA	
Putere nominala de curent alternativ	110 kW
Puterea AC maxima	121 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu
Date electrice - altele	
Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	195 W
Consumul in standby	25 W
Consumul de noapte	1 W
Dispozitiv de urmarire MPP	
Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	10
Dispozitiv de urmarire MPP 1-10	
Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	32 A
Putere maxima de intrare	18,75 kW
Tensiunea MPP minima	180 V
Tensiunea MPP maxima	1000 V

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- Caracteristicile tehnice ale inverterului trifazat de 50 kW

Date electrice - CC

Putere nominala	75 kW
Puterea CC maxima	75 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	128 A
Curent maxim de scurtcircuit	160 A
Numarul de intrari CC	8

Date electrice - CA

Putere nominala de curent alternativ	50 kW
Puterea AC maxima	55 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu

Date electrice - altele

Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	50 W
Consumul in standby	5 W
Consumul de noapte	1 W

Dispozitiv de urmarire MPP

Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	4

Dispozitiv de urmarire MPP 1-4

Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	40 A
Putere maxima de intrare	17 kW
Tensiunea MPP minima	200 V
Tensiunea MPP maxima	1100 V

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

La fel ca în cazul scenariului nr. 1, beneficiarul dorește să implementeze un sistem de stocare cu capacitate de 200-225 KWh, atât pentru a eficientiza consumul direct de energie, dar și pentru a beneficia de punctaj superior în cadrul programului de finanțare nerambursabilă pentru care aplică.

Fisa de date a subsistemului de stocare (bateriei sistemului) analizat

Invertoare de baterie	
Capacitate nominala	110 kW
Puterea maxima de incarcare	110 kW
Puterea maxima de descarcare	110 kW
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu
Baterie	
Model	APX 14.3P-B1 (v1) Sau echivalent
Cantitate	14 (14x1)
Tensiunea sistemului bateriei de curent continuu	716,8 V
Energia utilizabila a bateriei	200,6 kWh
Capacitatea la t=10h	280 Ah

Fisa de date a bateriei

Baterie: APX 14.3P-B1 (v1) – sau echivalent

Date electrice	
Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier
Tensiunea celulei	3,2 V
Numarul de celule in serie	16
Tensiune nominala	51,2 V
Numarul de siruri de baterie	1
Rezistenta interna	1,5 mΩ
Autodescarcare	3 %/Luna
Durabilitate in cicluri de incarcare-descarcare (DoD = 40 %)	5100
Date mecanice	
Lungime	920 mm
Latime	245 mm
Inaltime	510 mm
Greutate	135 kg

Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale subsistemului de stocare

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

**ANALIZA CONSUMULUI DE ENERGIE ÎN SCOPUL DETERMINĂRII
PROCENTULUI DE AUTOCONSUM PENTRU ENERGIA PRODUSĂ
(scenariul 2)**

IPOTEZE DE LUCRU PENTRU CALCULE (SIMILAR CU SCENARIUL NR. 1)

- Se vor analiza 12 luni consecutive, conform GS
- Conform cerințelor ghidului de finanțare, toate documentele justificative vor fi atașate la cererea de finanțare.
- Consumurile vor fi identice pentru ambele scenarii de analiză.

C. Consumul de energie realizat de beneficiar

Istoric consum de energie electrica – (date furnizate de beneficiar, extrase din facturile de energie)

Pentru perioada de interes, (MARTIE 2024 - FEBRUARIE 2025), vor fi anexate și facturile de energie electrică.

LUNA	CONSUM ENERGIE ACTIVA (MWh/luna)
<i>Martie 2024</i>	384,231
<i>Aprilie 2024</i>	356,504
<i>Mai 2024</i>	330,247
<i>Iunie 2024</i>	284,862
<i>Iulie 2024</i>	291,676
<i>August 2024</i>	190,24
<i>Septembrie 2024</i>	312,798
<i>Octombrie 2024</i>	373,971
<i>Noiembrie 2024</i>	396,280
<i>Decembrie 2024</i>	364,394
<i>Ianuarie 2025</i>	404,607
<i>Februarie 2025</i>	416,283
Total [MWh/an]	4 106,093

În cadrul prezentului studiu, vom considera consumul anual de energie electrică al beneficiarului, de apx. 4 000 MWh.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Aceste date vor fi introduse în softul de simulare, împreună cu datele din studiul de fezabilitate, raportate la scenariul ales (Putere instalată de 600 KW, Panouri fotovoltaice de 465 Wp, respectiv invertore de string 5x110 KW și 1x50 KW).

D. Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat

Rezultate obținute privind producția de energie, autoconsumul și fluxurile energetice:

- Bilanț energetic:

Sistem fotovoltaic

Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 059,88 kWh/kWp
Raportul de performanță (PR)	77,49 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	Necalculat
Energia generatorului fotovoltaic (rețea curent alternativ) cu baterie	725 624 kWh/An
Autoconsum direct	725 473 kWh/An
Reglare în jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Rețeaua de alimentare	149 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	449 033 kg / an

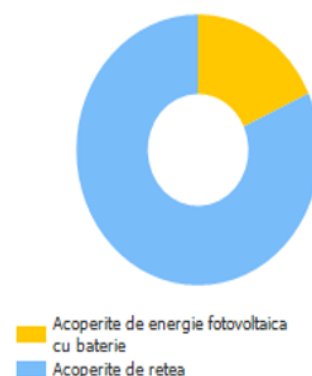
Energia generatorului fotovoltaic (rețea curent alternativ) cu baterie



Consumatori

Consumatori	4 000 000 kWh/An
Consumul în standby (Invertor)	156 kWh/An
Consum total	4 000 156 kWh/An
Acoperite de energie fotovoltaică cu baterie	725 473 kWh/An
Acoperite de rețea	3 274 681 kWh/An
Grad de acoperire solară	18,1 %

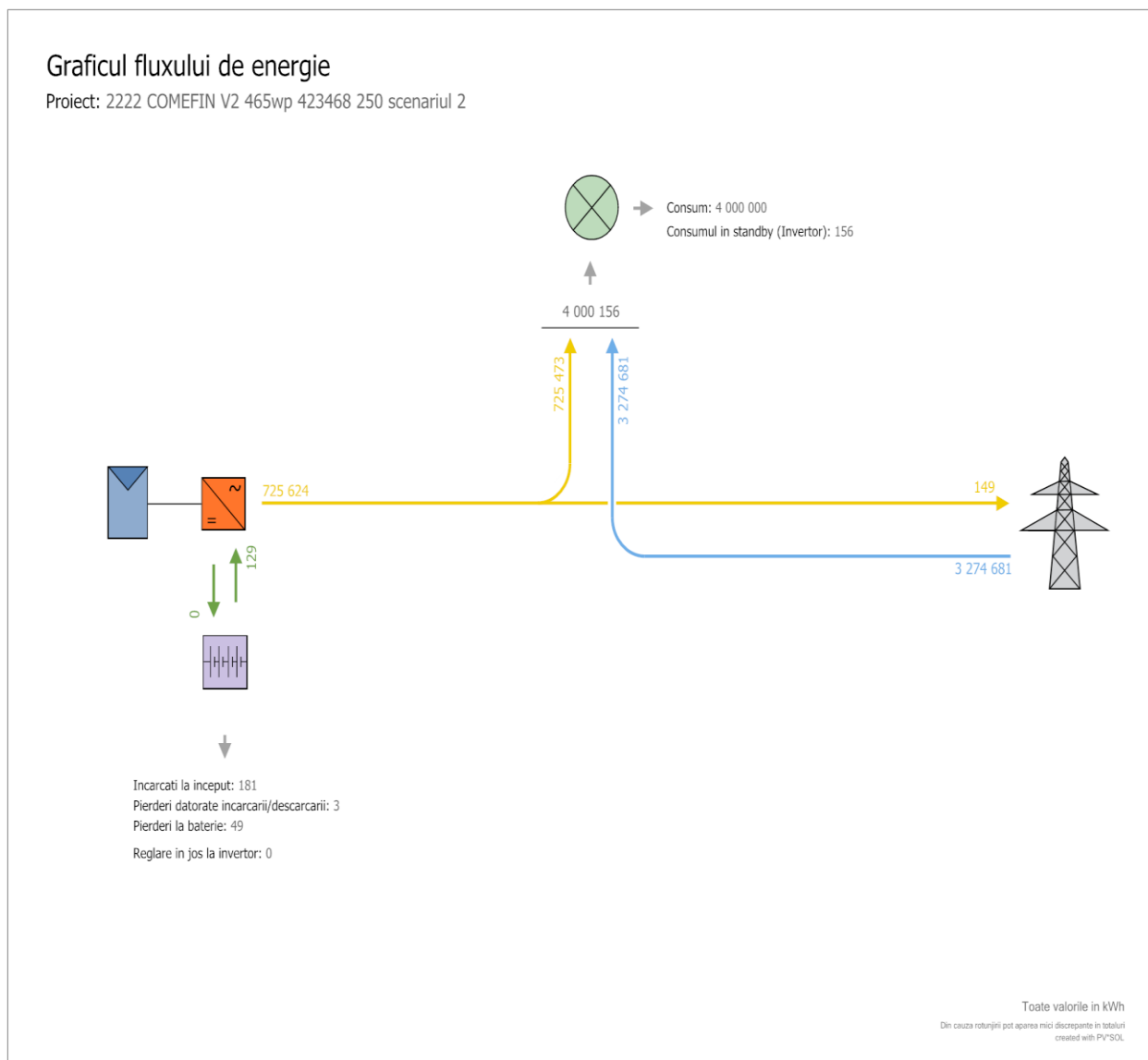
Consum total



FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Fluxuri energetice:

Figura de mai jos prezintă fluxurile de energie și modul de utilizare a acestora, rezultând explicit condiția cerută de ghidul de finanțare cu privire la autoconsum.



Sistemul fotovoltaic ce va fi implementat IN SCENARIUL 2 va genera aproximativ 725,6 MWh, dintre care 725,47 - apx. 99,99% vor fi consumați direct.

Din rețea vor fi consumați 3 274,6 MWh pentru acoperirea nevoii de consum a beneficiarului.

Din analiza fluxului energetic, se observă respectarea indicatorului de autoconsum a energiei fotovoltaice produse, PESTE 90% (CONFORM SIMULĂRII 99,99%).

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

**INDICATORII URMĂRIȚI PRIN PROIECT, CALCULAȚI PENTRU SCENARIUL 2
ÎN BAZA IPOTEZELOR ASUMATE, SUNT:**

Tabelul 3.8 – Indicatorii scenariului 2

Indicator	CEF COMEFIN
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MW)	0,60
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (t/an)	427,17
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	698,10
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	13.962,00
I.5 Procentul din producția totală de energiedin surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (cantitatea de energie consumată / cantitatea de energie produsă în total)	99,99 %
I.5 Factorul de capacitate al centralei (%)	13,28

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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 Scenariul 1 – (Anexa 3)

Deviz pe obiecte Scenariul 1 - (Anexa 4)

Scenariul 2

Deviz general Scenariul 2 – (Anexa 5)

Deviz pe obiecte Scenariul 2 - (Anexa 6)

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

Pentru scenariul 1, cheltuielile de operare anuale (lei/an) estimate sunt prezentate în următorul tabel:

Tabelul 3.9 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru CEF COMEFIN (valori fără TVA)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255	229 255

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- Detaliere cheltuieli scenariul 1

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei	euro	euro	euro
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Obținerea terenului	0	0	0	0	0	0
2	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	0	0	0
3	Cheltuieli pentru asigurarea parcului fotovoltaic	55 200	10 488	65 688	11 100	2 109	13 209
4	Cheltuieli cu paza obiectivului	99 460	18 897	118 357	20 000	3 800	23 800
5	Cheltuieli anuale de mentenanță a investiției	74 595	14 173	88 768	15 000	2 850	17 850
TOTAL		229 255	43 559	272 814	46 100	8 759	54 859

Pentru scenariul 2, evoluția pe perioada de analiză a cheltuielilor anuale (lei/an) sunt prezentate în următorul tabel:

Tabelul 3.10 – Cheltuieli anuale de funcționare pentru CEF COMEFIN (valori fără TVA)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cheltuieli anuale de funcționare [lei/an]	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926	232 926

- Detaliere cheltuieli scenariul 2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei	euro	euro	euro
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Obținerea terenului	0	0	0	0	0	0
2	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	0	0	0
3	Cheltuieli pentru asigurarea parcului fotovoltaic	58 755	11 164	69 919	11 807	2 243	14 050
4	Cheltuieli cu paza obiectivului	99 526	18 910	118 436	20 000	3 800	23 800
5	Cheltuieli anuale de mentenanță a investiției	74 645	14 182	88 827	15 000	2 850	17 850
TOTAL		232 926	44 256	277 182	46 807	8 893	55 700

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Aceste cheltuieli cuprind operarea, mentenanța, asigurările și orice alte cheltuieli prilejuită de funcționarea acestei centrale fotovoltaice și a dotărilor sale, inclusiv înlocuiri de felurite piese și echipamente.

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

- studiu topografic

Nu a fost realizat, se va analiza oportunitatea / necesitatea realizării la implementare

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

Nu a fost realizat, se va analiza oportunitatea / necesitatea realizării la implementare

- 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. Se va realiza totuși studiu pedologic și/sau agrochimic, conform cerințelor GF

3.5. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

4. ANALIZA FIECARUI/FIECAREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO - ECONOMIC(E) PROPU(S)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, SC COMEFIN SA, cu sediul în COSTEȘTI, jud. ARGEȘ, urmează să implementeze un proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în județul ARGEȘ, pe un teren INTRAVILAN, neproductiv, aflat în imediata proximitate a sediului societății. Având pus la dispoziție terenul prin act de suprafață, pretabil pentru realizarea acestui obiectiv, societatea dorește optimizarea la maxim a suprafeței.

Astfel, ca urmare a posibilității accesării sprijinului financiar în cadrul Fondului pentru Modernizare – Programul-cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Măsura de investiții – **Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, aferent celui de-al II-lea apel bazat pe procedură de ofertare concurențială**, SC COMEFIN SA dorește implementarea unei centrale fotovoltaice pentru consumul propriu, iar conform Ghidului acestui program perioada de referință este de 20 ani.

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

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

Construcția poate fi afectată de următoarele riscuri naturale:

- cutremure
- alunecări de teren → risc redus, terenul este situat în zonă plană.
- 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 împrejmuit, va avea sistem de securitate și camere video.
- riscuri financiare

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- lipsa finanțării corespunzătoare pentru efectuarea lucrărilor de mentenanță în timp → risc redus, în analiza s-a avut în vedere acest cost.

4.3. SITUAȚIA UTILITATILOR SI ANALIZA DE CONSUM:

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

Necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz: nu este cazul.

Soluții pentru asigurarea utilităților necesare: nu este cazul.

Se estimează un consum de peste 90 % din energia produsă la nivel de an.

- ***Energie produsă/an: 761,9 MWh scenariul 1 / 725,6 MWh scenariul 2***
- ***Consumul asumat/an: 4000 MWh***

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Soluția de conectare la rețeaua publică va fi propusă în cadrul avizului tehnic de racordare de către operatorul regional de distribuție.

La locația investiției există linia de medie tensiune 20KV, și un transformator de JT (1600 KVA destinat consumului SC COMEFIN SA).

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 proiectului de investiție.

Prin prezentul proiect se dorește, pe de o parte, scăderea impactului asupra mediului, iar pe de altă parte optimizarea performanței bugetului societății și orientarea acestuia către investiții destinate dezvoltării durabile și reducerii costurilor cu energia.

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

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

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

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, investiția fiind realizată pe structură metalică, la sol. A fost notificat APM ARGES, în vederea analizei de mediu.

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

Nu este cazul.

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

ANALIZA PUNCTUALĂ A CERERII / CONSUMULUI DE ENERGIE, CARE JUSTIFICA DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII PENTRU SC COMEFIN SA, A FOST REALIZATĂ ANTERIOR, LA CAP. 3, PENTRU FIECARE SCENARIU DETALIAT.

La nivel macro, începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume, care este de așteptat să se întâmple după **încetarea plafonării prețului la energie de la 01.07.2025.**

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.

Regiunea județului, în care se află și obiectivul de investiții, este una industrializată, dar care are totuși un deficit de producție de energie electrică, un potențial solar excelent, o densitate bună a rețelelor de distribuție de energie electrică.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Creșterea prețurilor energiei electrice a devenit o povară pentru toate administrațiile publice din România. Aceste costuri mai ridicate decât în perioada de dinainte de 2020 consumă din bugetul local sume importante, care altfel ar putea fi redirecționate către investiții. De asemenea, costul crescut al energiei electrice poate avea drept urmare consumarea unei cantități mai mari de combustibili ce au un impact negativ asupra mediului, precum gazul natural sau lemnele de foc. În plus, din declarațiile din anul 2022 ale prim-ministrului, din cele ale ministrului energiei, dar și din rapoartele disponibile pe pagina de internet a operatorului de transport și sistem, Transelectrica, rezultă necesitatea clară de a se construi noi capacități de producție de energie electrică, cu precădere pe bază de surse regenerabile de energie, România fiind în acest moment un importator net de energie electrică, deficitul fiind aproximat la peste 2000 MW de producție, ceea ce se traduce într-o capacitate instalată mult peste această valoare.

Situarea obiectivelor de investiție în cadrul societății, va contribui la ameliorarea alimentării cu energie electrică produsă din surse de energie regenerabilă a zonei și, printre altele, la micșorarea riscului de apariție a întreruperilor de alimentare provocate de imposibilitatea acoperirii consumului din producția locală și importuri din rețeaua de înaltă tensiune către rețeaua locală de medie și joasă tensiune.

Prin implementarea proiectelor de producere a energiei electrice din surse regenerabile, se urmărește creșterea performanțelor bugetului local și creșterea pe viitor a sumelor disponibile pentru investiții în dezvoltarea durabilă a comunității, protejarea administrației publice locale în fața creșterilor mari ale prețului energiei electrice, cât și reducerea impactului asupra mediului.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

4.6.1. METODOLOGIE

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

Conform Regulamentului de Punere în Aplicare 2015/2017 al Comisiei Europene, Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico – economice pentru realizarea obiectivului de investiții ”*CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ COMEFIN*” de 0,6 MW și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectele în cauză. Rentabilitatea economică a proiectelor 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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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.

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.

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VANF/C și RIRF/C]. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

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.

4.6.2. COSTURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

Costurile financiare sunt formate din costuri de investiție și costuri de exploatare și mentenanță. Costurile de investiție prevăzute în devizul general al investiției, sunt reiterate, sintetizat, în tabelul 4.1.

Tabelul 4.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost COMEFIN CEF (lei, fără TVA)	Cost COMEFIN CEF (lei, cu TVA)
1	1.990.022,37	2 368 126,62
2	2.107.303,81	2 507 691,53

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

camera cu termoviziune (selectiv, conform standardelor de exploatare), curățarea periodică a modulelor PV etc., precum și înlocuirea echipamentelor și pieselor defectate. Acestea sunt prezentate, sintetizat, în tabelul 4.2.

Tabelul 4.2 - Costurile medii de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost operare CEF COMEFIN (lei cu TVA/an)
1	272.814
2	277.182

4.6.3. VENITURILE FINANCIARE ALE SCENARIILOR

În urma implementării proiectului, efectul pozitiv al acestuia este reprezentat de obținerea unor economii financiare prin reducerea consumului de energie electrică din rețea, fie direct la punctul de consum unde se va instala centrala fotovoltaică, fie la celelalte puncte de consum deținute de către beneficiar unde nu există suficient spațiu pentru instalarea unui sistem fotovoltaic. Acest lucru se poate realiza în condițiile impuse de normele ce vor fi realizate de către ANRE în condițiile legii 123/2012 actualizată prin OUG 163/2022.

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

Pentru acest studiu s-a considerat un preț mediu al energiei electrice de **100 euro/MWh**, așa cum a fost menționat în analiza prețului energiei electrice PZU, din capitolul 3.2.1

Tabelul 4.3 – Beneficii medii (lei/an) obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii medii anuale CEF COMEFIN
1	365.003,77 lei
2	347.395,55 lei

4.6.4. INDICATORII FINANCIARI AI SCENARIILOR

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

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

- TVA-ul aferent investiției nu a fost luat în calcul, acesta fiind recuperabil;
- Rata de actualizare, calculată în funcție de specificul României, de specificul

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

beneficiarului, a contextului regional și internațional, a fost considerată ca fiind 4%;

- A fost considerat un preț mediu al energiei electrice de **100 euro/MWh**, prețul mediu ponderat al energiei electrice pe piața pe ziua următoare (PZU)
- A fost considerat un factor de degradare al sistemului fotovoltaic ce duce la o scădere a producției fotovoltaice de **0,40%/an**.

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, prezentate în **anexa 8** (CEF COMEFIN - pentru scenariul 1), respectiv **anexa 9** (CEF COMEFIN pentru scenariul 2).

Pentru scenariul 1, cu datele prezentate în anexele menționate, rezultă indicatorii financiari VANF/C și RRF/C, prezentați în tabelul 4.4:

Tabelul 4.4 VAN și RIR pentru scenariul 1

Indicator financiari-scenariul 1	CEF COMEFIN
Valoare financiara neta a investitiei VANF/C	(199.573,75)
Rata de rentabilitate financiara RRF/C	2,79%

Pentru scenariul 2, cu datele prezentate în anexele menționate, rezultă indicatorii financiari VAN și RIR, prezentați în tabelul 4.5:

Tabelul 4.5 VAN și RIR pentru scenariul 2

Indicator financiari-scenariul 2	CEF COMEFIN
Valoare financiara neta a investitiei VANF/C	(561.922,75)
Rata de rentabilitate financiara RRF/C	0,61%

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

Se constată faptul că, scenariul tehnic 1 este cel mai atractiv din punct de vedere financiar, pe lângă avantajele tehnice rezultate.

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

Valoarea Actualizată Netă (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:

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

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:

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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:

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

Se observă, de asemenea, că și în cazul analizei economice, Scenariul tehnic 1, reprezintă cea mai atractivă opțiune din punct de vedere economic, așa cum se poate observa din următorul tabel.

Tabelul 4.6 – Rezultatele analizei cost – beneficiu

CEF COMEFIN		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	Lei	3.196.758	3.200.287
Valoarea Actualizată Netă – VANF/C	Lei	-199.574	-561.923
Rata de rentabilitate financiara RRF/C	%/an	2,79%	0,61%
Analiza Beneficiu-Cost - $A_{B/C}$	-	2,51	2,25

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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 valorii actualizate nete (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.

Au fost identificate 2 variabile susceptibile sensibile:

- variația prețului energiei electrice
- costurile inițiale de implementare ale proiectului (legat direct de apariția unor pusee inflaționiste, crize diverse)

În cazul variației pozitive a prețului la energie electrică în analiză s-au considerat 2 variante de creștere, de 10 și 20% la 100 euro/MWh, valoarea actualizată netă (VAN) crește, ducând, totodată, la o rată internă a rentabilității mai mare față de cea rezultată în urma analizării scenariilor propuse în cazul scăderii prețului. În cazul nefericit al scăderii prețului energiei s-a considerat aceleași variante de 10 și 20%, raportul cost-beneficiu este subunitar iar VAN este negativ. Probabilitatea producerii unui astfel de scenariu este mică și s-ar produce pe termen scurt..

În cazul variației pozitive sau negative a cheltuielilor aferente investiției, care sunt cele cu ponderea cea mai mare în evaluarea proiectului, o creștere/scădere cu 10% sau 20% influențează rezultatele proiectului așa cum se poate vedea în simularea de mai jos.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Tabelul 4.7.1 – Rezultatele analizei economice a proiectului– preț energie variabil

	Preț energie variabil			
Preț energie [euro/MWh]	CEF COMEFIN Scenariul 1		CEF COMEFIN Scenariul 2	
	RRF/C	VANF [lei]	RRF/C	VANF [lei]
110	5,71%	299.146	3,51%	(87.356)
120	8,33%	797.868	6,06%	387.211
90	-0,63%	(698.294)	-2,90%	(1.036.490)
80	-5.05%	(1.197.015)	-7,77%	(1.511.056)

Tabelul 4.7.2 – Rezultatele analizei economice a proiectului– creșterea cheltuielilor cu investiția

	Cost investitional variabil			
Cost investitional [lei]	CEF COMEFIN Scenariul 1		CEF COMEFIN Scenariul 2	
	RRF/C	VANF [lei]	RRF/C	VANF [lei]
+10%	1,75%	(308.639)	-0,34%	(772.653)
+20%	0,84%	(597.578)	-1,17%	(983.384)
-10%	4,00%	(571.38)	1,17%	(351.193)
-20%	5,43%	198.430	2,99%	(140.462)

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.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- **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.

Tabelul 4.8 – Cadranele riscurilor

<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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

[maxim]], elaborându-se astfel "Registrul de Risc" ale 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 proiectelor/investițiilor:

Tabelul 4.9 – Evaluarea și ierarhizarea riscurilor

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	4	16
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.	3	5	15
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:

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Tabelul 4.11 – Matricea de management al riscurilor

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
1.	Neîncadrarea Antreprenorilor Generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție.	Transferul riscului	Prevederea în contract a unor penalități importante pentru depășirea termenelor de livrare/ execuție, împreună cu luarea în considerare a unor marje de timp în planificare
2.	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	Planuri pentru situații neprevăzute	În aceasta situație, beneficiarul va identifica din timp resursele financiare pentru acoperirea necesarului de finanțare până la efectuarea rambursărilor, prin realizarea unei prognoze de cash-flow a investiției sau va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare. Conform celor prezentate în analiza cost-beneficiu, pe toată afacerea în varianta cu proiect, rezultă o situație foarte bună a beneficiarului din perspectiva resurselor financiare.
3.	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	Reducerea riscului	Includerea în bugetul de investiții al beneficiarului, 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 motivaționali; 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.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
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.
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 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 proiectelor pot fi puternic influențate pozitiv de evoluția prețului cu energia electrică, iar evoluția CAPEX-ului are o influență negativă moderată.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

Tabelul 5.1 - Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost CEF COMEFIN fără TVA (lei)	Cost CEF COMEFIN cu TVA (lei)
1	1.990.022,37	2 368 126,62
2	2.107.303,81	2 507 691,53

Tabelul 5.2 - Costurile medii de operare și mentenanță a scenariilor

Scenariu	Cost operare CEF COMEFIN (lei cu TVA/an)
1	272.814 lei
2	277.182 lei

Tabelul 5.3 – Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii medii CEF COMEFIN (lei/an)
1	365.003,77 lei
2	347.395,55 lei

Tabelul 5.4 – Rezultatele analizei cost - beneficiu

CEF COMEFIN		Scenariul 1	Scenariul 2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	Lei	3.196.758	3.200.287
Valoarea Actualizată Netă – VANF/C	Lei	-199.574	-561.923
Rata de rentabilitate financiară RRF/C	%/an	2,79%	0,61%
Analiza Beneficiu-Cost - AB/C	-	2,51	2,25

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

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

Scenariul 1 - constă în dezvoltarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată totală de 0,68448 MWp (0,6 MW – în invertoare) utilizând module PV Monocristaline bifaciale, cu o putere nominală de 620 Wp și subsistem de stocare dimensionat la minim 200 KWh / maxim 225 KWh.

Descrierea exhaustivă a soluției tehnice a fost realizată în cadrul Capitolului 3.2.1.

De asemenea, rezultatele simulărilor efectuate cu produsul software specializat PV SOL, inclusiv fișele tehnice ale echipamentelor propuse, se regăsesc în Anexa 1 și Anexa 2, pentru cele două scenarii analizate. Cele două anexe, sunt rezultatul datelor tehnice, economice, financiare și energetice, care confirmă îndeplinirea de către sistemul propus a tuturor condițiilor impuse de ghidul de finanțare.

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

a) obținerea si amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul a fost obținut prin contract de suprafață (document atașat).

Este necesară împrejmuirea terenului, conform deviz pe obiecte nr.1

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Nu este cazul.

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

Sistemul fotovoltaic propus (descriș detaliat la cap. 3.2.1) va fi alcătuit din:

- CEF COMEFIN: 0,6 MW, 1104 module PV x 620 Wp, 5 invertoare de 110 kW, 1 inverter de 50 KW și sistem de stocare de minim 200 KWh capacitate.
- Capacitatea CEF COMEFIN este calculată pentru asigurarea energiei necesare SC COMEFIN SA, pentru activități eligibile la finanțare.
- Fiecare dintre modulele PV menționate vor fi formate dintr-un număr de minim 133 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2384 x 1134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 33,5 kg.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

- Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 620 Wp, cu un randament nominal de minim 22,95 %. Atât pentru modulele PV, cât și pentru invertoare, se vor respecta condițiile de performanță tehnică impuse de bunele practici actuale:
 - > 20% pentru panouri monocristaline din siliciu;
 - Condiții standard de testare (STC): o radiație solară 1000 W/m² ; o masă aerului AM 1,5; o temperatura celulei 25°C;
 - Pentru invertoare: Eficiență europeană: > 97%.

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, sau fibră optică.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

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

Instalația de împământare

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

d) probe tehnologice și teste

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din centrala fotovoltaică ce totalizează 0,6 MW.

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

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

Valoarea totală a obiectivelor de investiții pentru Scenariul 1 este de:

- CEF COMEFIN: **1.990.022,37 lei fără TVA** (din care C+M 738 393,35 lei), respectiv 2 368 126,62 lei cu TVA inclus (din care C+M 878.688,08 lei)

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Plafonul maxim ce poate fi cerut este:

- **450 000 Euro/MW fără TVA pentru energia solară**

(rezultă că pentru CEF COMEFIN, de 0,6 MW, suma maximă ce poate fi solicitată este de 270 000 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 „CONSTRUIRE CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ COMEFIN” de 0,6 MW:

Indicator	CEF COMEFIN
I.1 Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile (MW)	0,60
I.2 Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (tone/an)	448,91
I.3 Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (MWh/an)	733,63
I.4 Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (MWh)	14 672,62
I.5 Procentul din producția totală de energiedin surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (cantitatea de energie consumată / cantitatea de energie produsă în total)	99,99%
I.6 Factorul de capacitate al centralei (%)	13,96

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

CEF COMEFIN		VALOARE
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	Lei	3.196.758
Valoarea Actualizată Netă – VANF/C	Lei	(199.574)
Rata de rentabilitate financiara RRF/C	%/an	2,79%
Analiza Beneficiu-Cost - A _{B/C}	-	2,51

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

Durata de execuție obiectivului de investiție va fi de aproximativ 12 luni.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

Executantul lucrării este obligat să respecte reglementările enumerate.

- **Legea 123/ 2012** Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- **Legea 50/1991** privind autorizarea lucrărilor de construcție;
- **Legea 10/1995** privind calitatea în construcții;
- **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 19/2022** pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor;
- **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;
- **Ordin ANRE 59/2013** pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- **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 rețelilor 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;

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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

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

- *Finanțarea privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum- Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei*
- Fondul Român pentru Eficiența Energiei
- Fonduri proprii (bugetul societății)
- Companii prestatoare de servicii energetice de tip ESCO

În conformitate cu prevederile finanțării menționate din cadrul Fondului pentru Modernizare, aceasta vizează sprijinirea investițiilor în producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară.

Valoarea maximă a finanțării nerambursabile

Intensitatea finanțării acordate este de 100% din costurile eligibile calculate conform potrivit prevederilor ghidului solicitantului, cu încadrarea în următoarele plafoane maxime:

Energie solară

- **450 000 Euro/MW fără TVA**

Diferența până la valoarea totală a proiectului se acoperă de către beneficiar. Acesta trebuie să aducă o contribuție financiară pentru diferența până la totalul costurilor eligibile fie din surse proprii, fie din surse atrase, sub o formă care să nu facă obiectul niciunui ajutor public. În mod concret, beneficiarul va completa diferența dintr-o combinație de fonduri proprii și credite obținute de la o instituție bancară.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

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

SC COMEFIN SA a depus solicitarea pentru urbanism la primăria COSTEȘTI. Ghidul de finanțare nu impune existența certificatului de urbanism la depunerea cererii de finanțare, acesta putând fi depus și în etapele următoare.

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

Beneficiarul deține extrasul de Carte Funciară nr. 88334 pentru amplasamentul CEF COMEFIN, pentru care COMEFIN SA deține un contract de suprafață, document atașat – **Anexa 11**.

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

SC COMEFIN SA a depus solicitarea pentru acord de mediu la Agenția pentru protecția mediului. Ghidul de finanțare nu impune existența acordului de mediu la depunerea cererii de finanțare, acesta putând fi depus și în etapele următoare.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITATILOR

Societatea deține ATR emis de către operatorul de distribuție din zonă, distribuție Electrică Oltenia, și care va fi actualizat pentru a permite conectarea CEF conform legislației în vigoare pentru prosumatori de peste 400 KW putere instalată (**Anexa 12**). Acesta va fi depus în termenul prevăzut de ghidul de finanțare.

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

Nu este necesar în această etapă, datorită specificului proiectului, dar se va reanaliza la implementare necesitatea efectuării acestui studiu topografic.

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

Beneficiarul trebuie să obțină următoarele avize, conform certificatului de urbanism:

- Actualizare Aviz pentru conectarea la rețeaua publică de energie electrică – ATR existent.
- Decizia autorității de mediu – în curs de obținere.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

7.1. INFORMATII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILA CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv

- S.C. COMEFIN S.A. / loc.: ORAS COSTESTI, str. INDUSTRIEI, Nr. 36, jud. Argeș;
- Cod de Înregistrare Fiscala: RO **161880**;
- tel.fix. -, tel. 0040 248 672827, 004 075 2222 11, email: comeфин@gic.ro;

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

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12 luni, durata de execuție fiind de 4-5 luni.

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

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

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

proiectului de realizare a centralei.

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/proces verbal 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. PSSM va fi aprobat de autoritatea contractantă înainte de începerea lucrărilor.

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

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

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

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

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

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit 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, cu respectarea procedurii interne de securitate informatică a autorității contractante.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

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. RECOMANDARI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITATII MANAGERIALE SI INSTITUTIONALE

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, ce va fi contractată extern sau formată din angajați ai beneficiarului) 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
- Responsabil tehnic
- Responsabil financiar
- Responsabil achiziții
- 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,

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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.

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

8. CONCLUZII SI RECOMANDARI

Așa cum a fost demonstrat, în vederea dezvoltării a unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată totală de 0,68448 MWp (0,6 MW în invertoare) în cadrul amplasamentului pus la dispoziția 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 bifaciale, cu o putere nominală de 620 Wp și a unui sistem de invertare de tip string (5 invertare de 110 KW și un invertor de 50 KW), la care se conectează și un subsistem de stocare de minim 200 KWh / maxim 225 KWh capacitate.

Beneficiile producției de energie electrică se vor cuantifica atât într-o creștere a performanțelor financiare ale bugetului societății SC COMEFIN SA, cât și prin reducerea impactului asupra mediului prin reducerea de emisii cu gaze cu efect de seră.

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.

B)PIESE DESENATE

1. planuri de amplasare în zonă (anexa 10)

FONDUL PENTRU MODERNIZARE – Tranziția către neutralitate climatică

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://energie.gov.ro>
8. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/110/al-doilea-pilon-al-pac-politica-de-dezvoltare-rurala>
9. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP
10. <https://geoportal.ancpi.ro/geoportal/imobile/Harta.html>
11. <https://www.meteoblue.com/ro/vreme/>
12. <https://www.oporaș.ro/>
13. <https://www.anre.ro/>
14. www.afir.ro
15. [Google Earth](https://www.google.com/maps)



PITESTI

ROMANIA

Numar client: 015

Oferta nr.: 015

7/1/2025

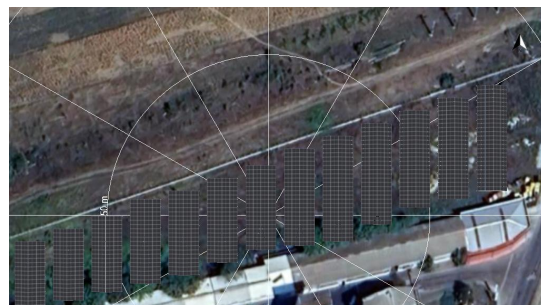
Documentatie- 015

Delatii client

Companii	COMEFIN SA
Numar client	015
Persoană de contact	Silviu Badea / Maria Popescu
Adresa	44.66888617885528, 24.87595484259867
Telefon	
Fax	
Email	

Datele proiectului

Titlul proiectului	
Oferta nr.	015
Proiectant de proiect	Adrian Marin
Adresa	44.66888617885528, 24.87595484259867



Rezumatul proiectului

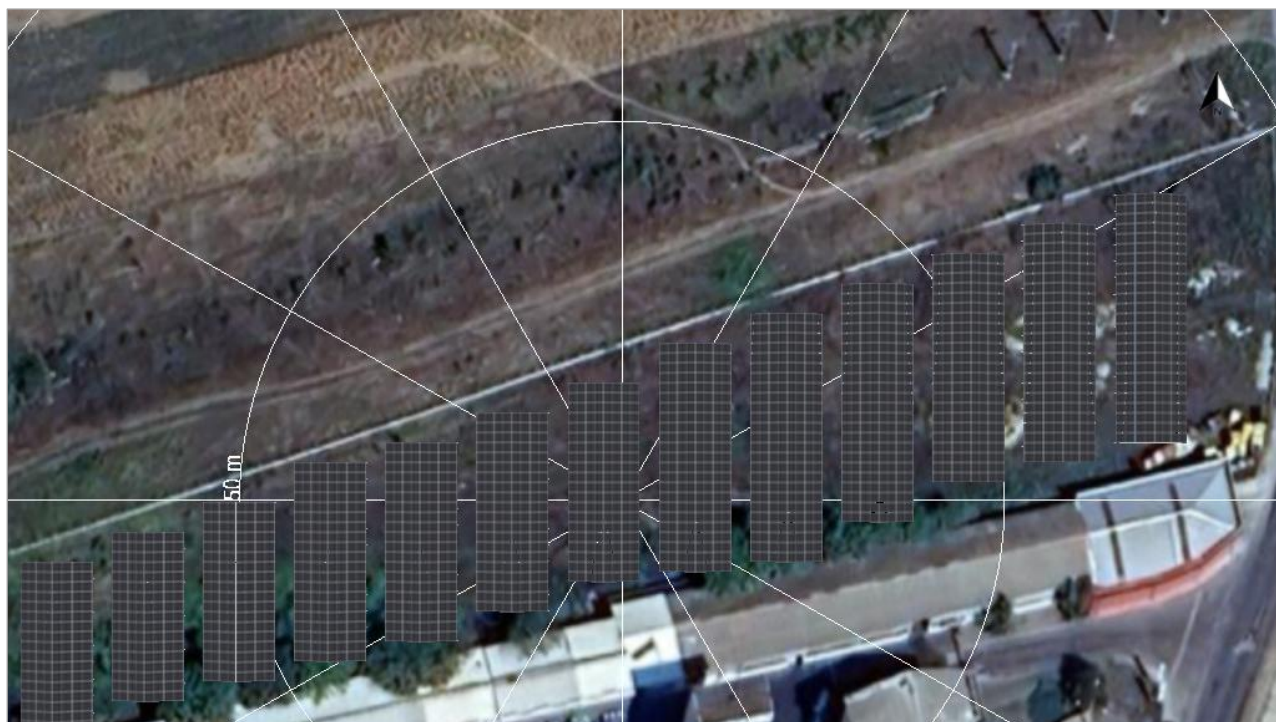


Figura: Imagine de ansamblu, Design 3D

Sistem fotovoltaic

3D, Sistem fotovoltaic conectat la retea cu consumatori electrici si sisteme cu baterii

Date climatice	Coste?ti, ROU (1996 - 2015)
Sursa valorilor	Meteonorm 8.1(i)
Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	3 429,4 m ²
Numar de module fotovoltaice	1104
Numar de invertoare	6
Numarul de sisteme de baterii	1

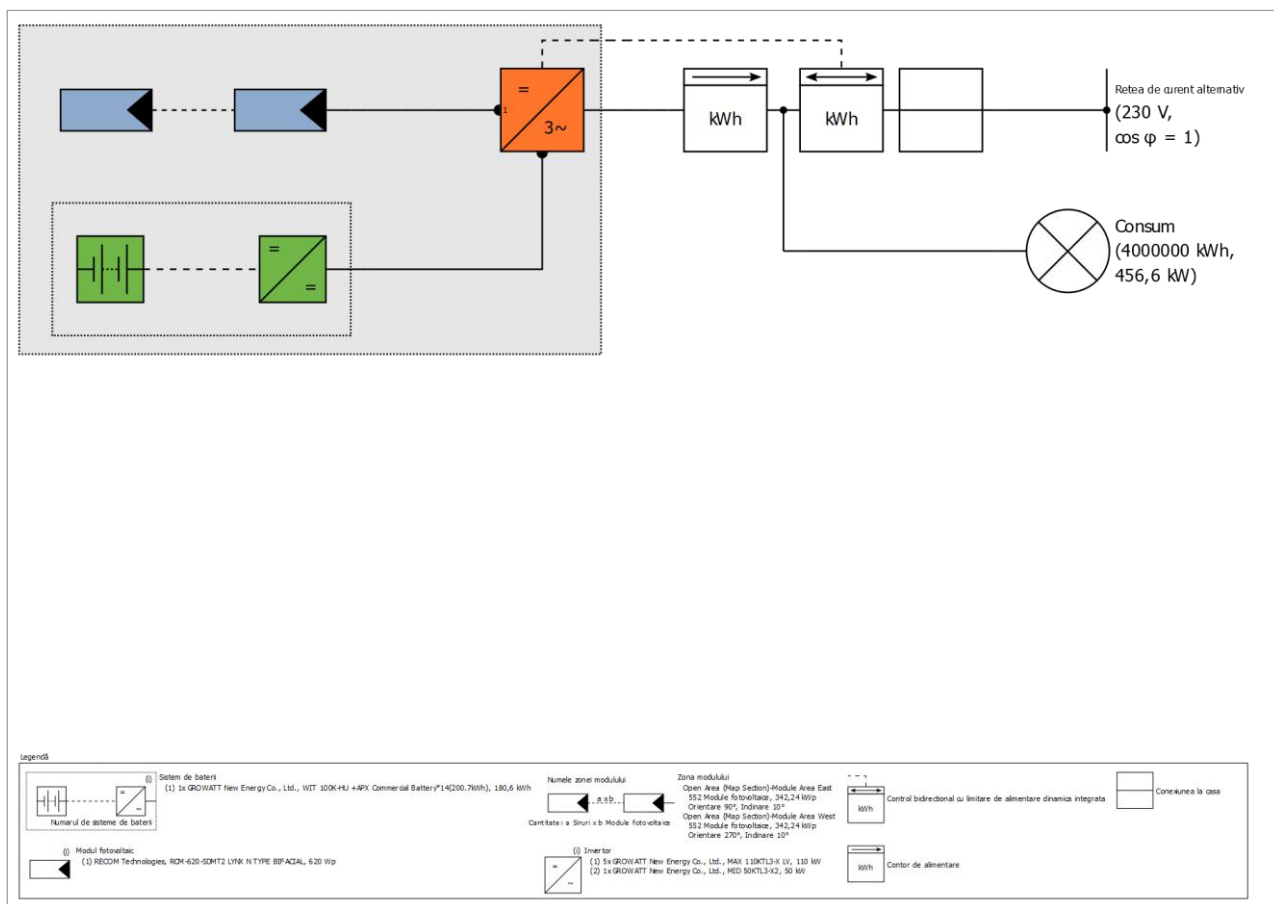


Figura: Schema circuitului

Estimarea de productie

Estimarea de productie

Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 112,94 kWh/kWp
Raportul de performanta (PR)	81,07 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	0,6 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie	761 939 kWh/An
Autoconsum direct	761 732 kWh/An
Reglare in jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Reteaua de alimentare	207 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	471 455 kg / an
Nivel de autosuficienta	19,0 %

Analiza financiara

Profitul dvs.

Costurile totale de investitie	1 990 022,00 RON
Rata interna de rentabilitate (IRR)	34,48 %
Perioada de amortizare	2,9 Ani
Costuri de productie a energiei electrice	0,4316 RON/kWh
Echilibrul energetic/Conceptul de alimentare	Surplusul de alimentare

Rezultatele au fost determinate folosind un model matematic de calcul de catre Valentin Software GmbH(algoritmi PV*SOL).
Randamentele reale din sistemul de energie solara pot diferi ca urmare a variatiei vremii, a eficientei modulelor si inverteoarelor si a altor factori.

Configurarea sistemului

Prezentare generala

Datele sistemului

Tipul sistemului	3D, Sistem fotovoltaic conectat la retea cu consumatori electrici si sisteme cu baterii
Inceputul instalarii	6/7/2025

Date climatice

Locatie	Costești, ROU (1996 - 2015)
Sursa valorilor	Meteonorm 8.1(i)
Rezolutia datelor	1 h
Modele de simulare utilizate:	
- Iradiere difuza pe plan orizontal	Hofmann
- Iradiere pe suprafata inclinata	Hay & Davies

Consum

Consum total	4000000 kWh
New	4000000 kWh
Sarcina de varf	456,6 kW

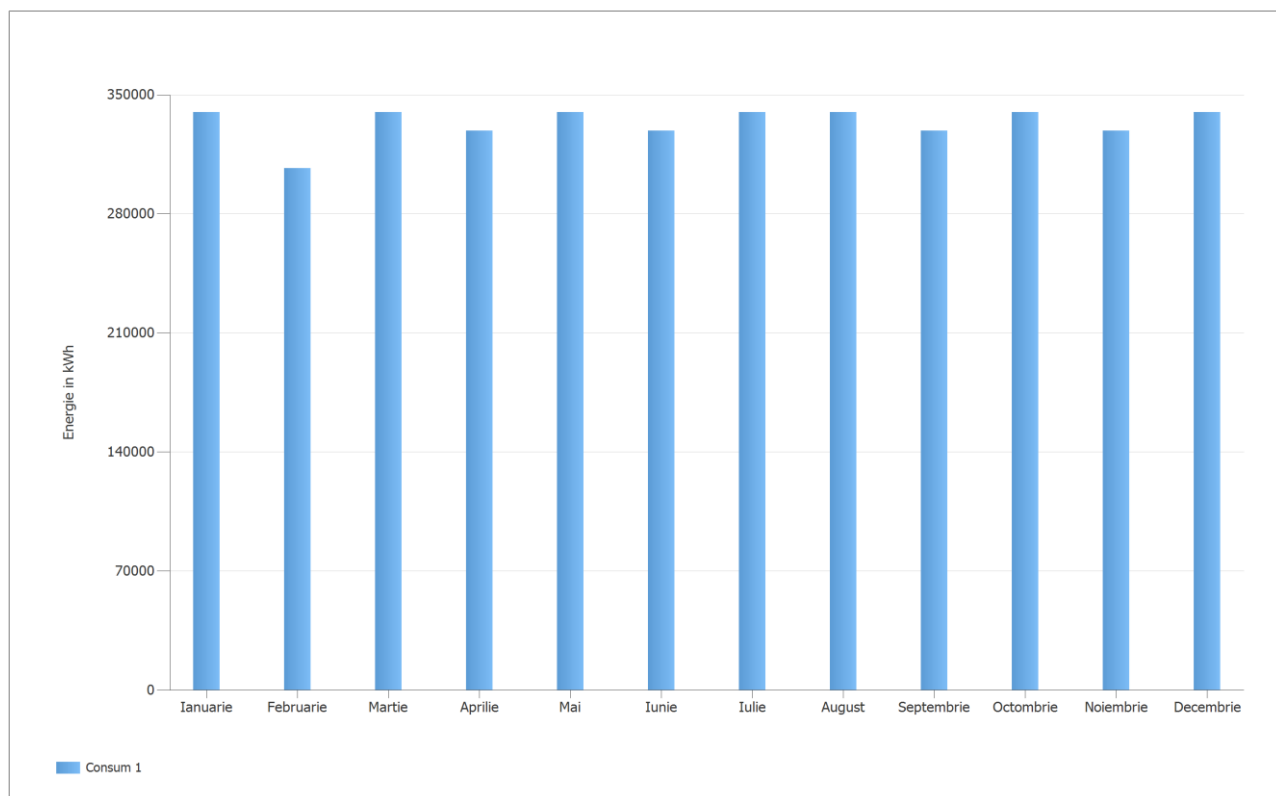


Figura: Consum

Zonele modulului

1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Generator fotovoltaic, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Nume	Open Area (Map Section)-Module Area East
Module fotovoltaice	552 x RCM-620-SDMT2 LYNX N TYPE BIFACIAL (v1)
Producator	RECOM Technologies
Inclinare	10 °
Orientare	Est 90 °
Tipul instalarii	Montat - Spatiu deschis
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 714,7 m ²



Figura: 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Degradarea modulului, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Curba caracteristica

Liniar

Puterea ramasa (puterea de iesire) dupa 20 ani

90 %

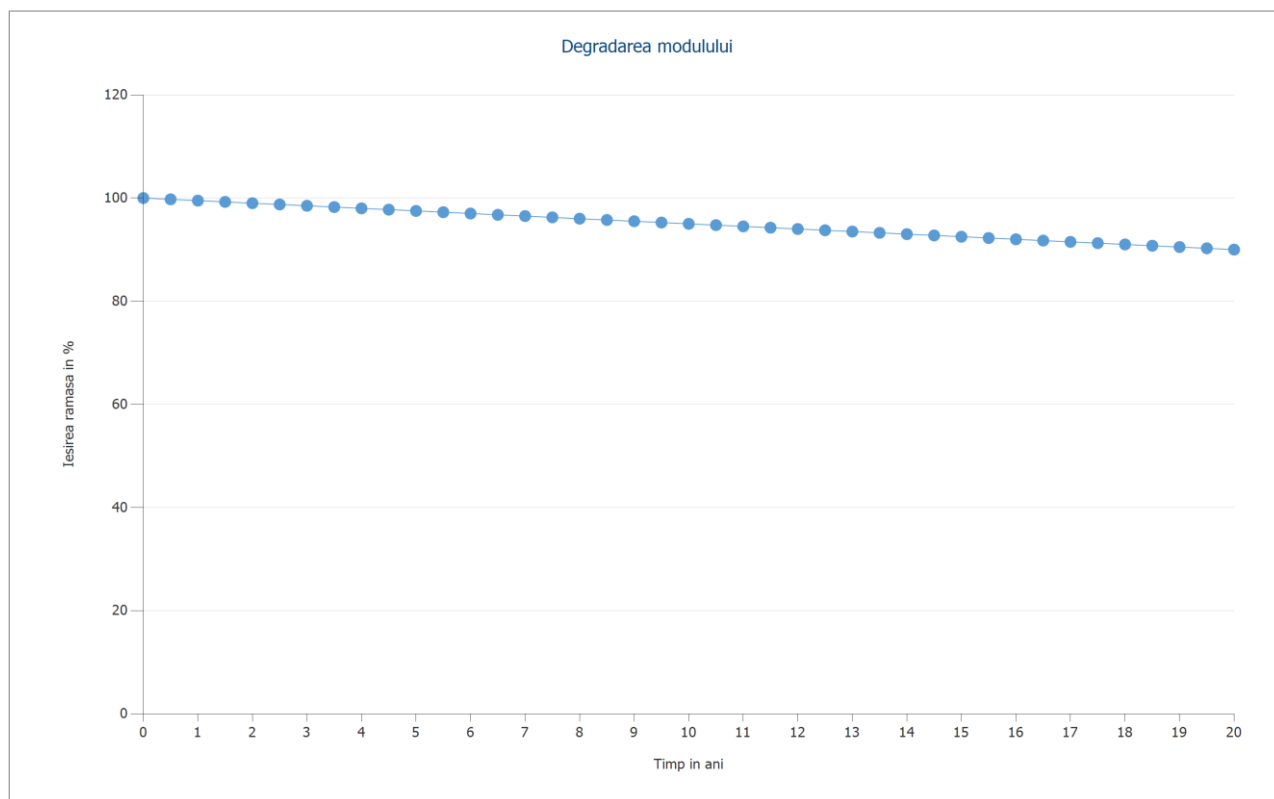


Figura: Degradarea modulului, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Generator fotovoltaic, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Nume	Open Area (Map Section)-Module Area West
Module fotovoltaice	552 x RCM-620-SDMT2 LYNX N TYPE BIFACIAL (v1)
Producator	RECOM Technologies
Inclinare	10 °
Orientare	Vest 270 °
Tipul instalarii	Montat - Spatiu deschis
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 714,7 m ²

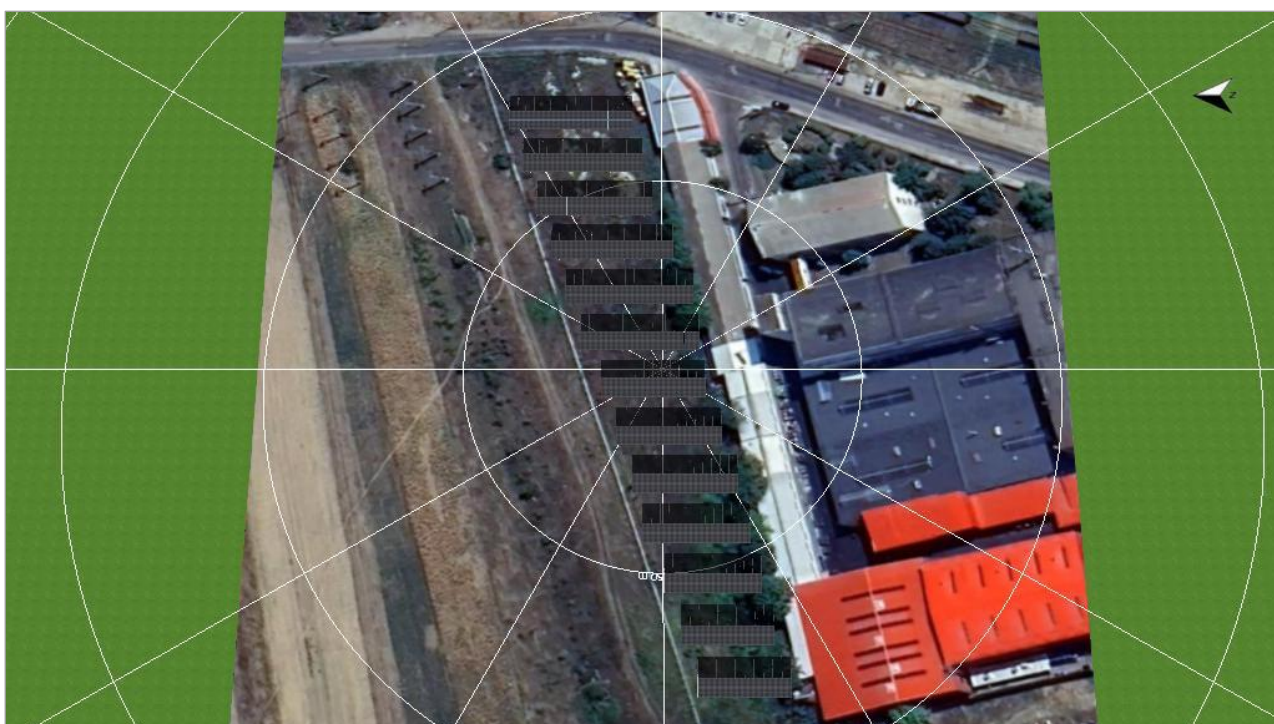


Figura: 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Degradarea modulului, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Curba caracteristica

Liniar

Puterea ramasa (puterea de iesire) dupa 20 ani

90 %

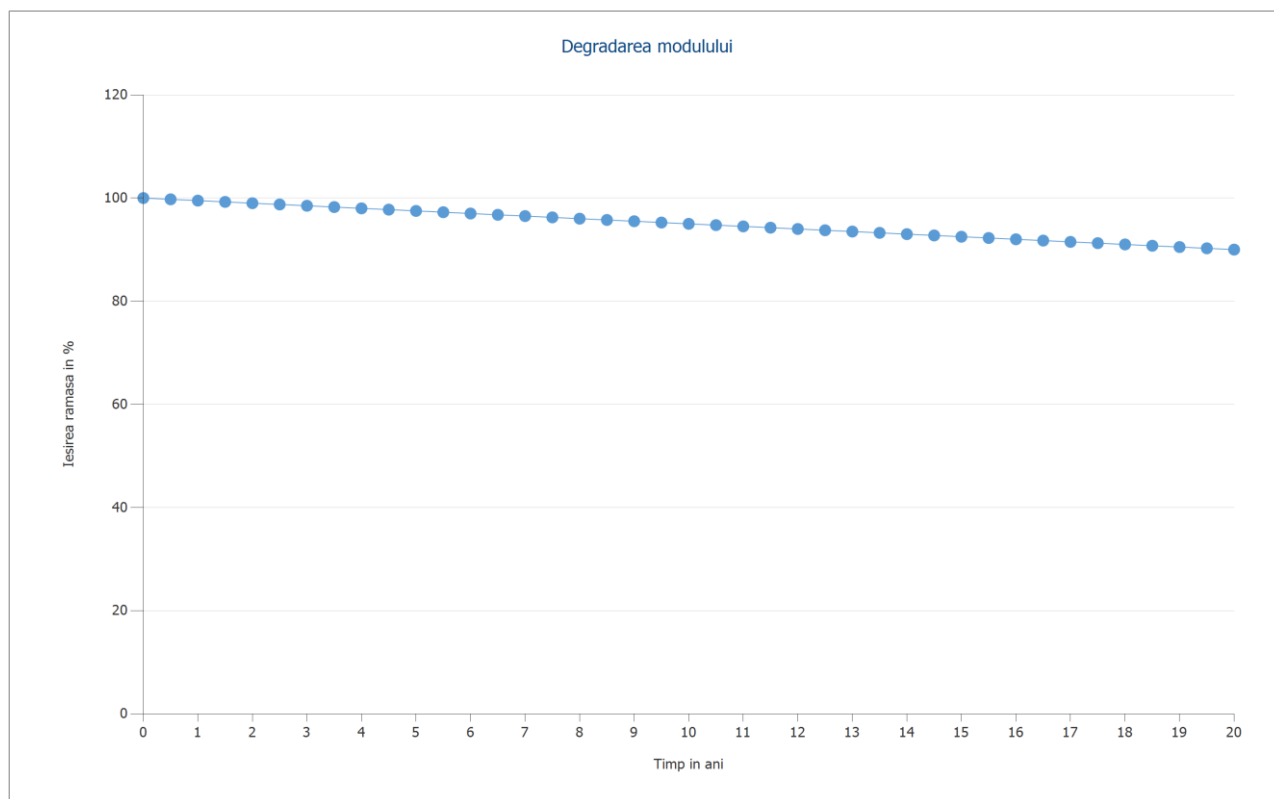


Figura: Degradarea modulului, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Linia orizontului , Design 3D

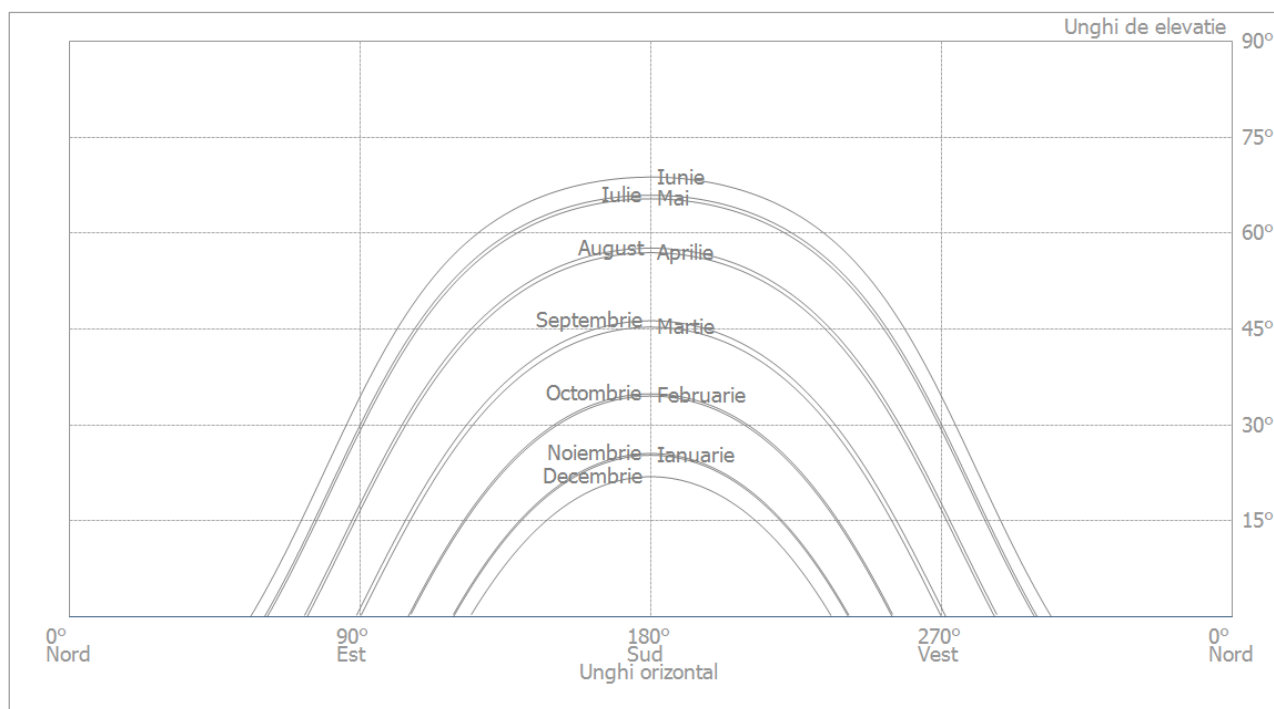


Figura: Orizont (Design 3D)

Configurarea invertorului

Configurare 1

Zona modulului	Open Area (Map Section)-Module Area East
Invertor 1	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	3
Factor de dimensionare	103,7 %
Configurare	MPP 1: 2 x 16
	MPP 2: 2 x 11
	MPP 3: 1 x 18
	MPP 4: 1 x 16
	MPP 5: 1 x 16
	MPP 6: 1 x 16
	MPP 7: 1 x 16
	MPP 8: 1 x 16
	MPP 9: 1 x 16
	MPP 10: 1 x 16

Configurare 2

Zona modulului	Open Area (Map Section)-Module Area West
Invertor 1	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	2
Factor de dimensionare	131,9 %
Configurare	MPP 1: 2 x 16
	MPP 2: 2 x 11
	MPP 3: 2 x 18
	MPP 4: 2 x 16
	MPP 5: 1 x 16
	MPP 6: 2 x 16
	MPP 7: 1 x 16
	MPP 8: 1 x 16
	MPP 9: 1 x 16
	MPP 10: 1 x 16

Invertor 2

Model	MID 50KTL3-X2 (v1)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	104,2 %
Configurare	MPP 1: 2 x 11
	MPP 2: 2 x 11
	MPP 3: 2 x 10
	MPP 4: 2 x 10

Retea de curent alternativ

Retea de curent alternativ

Numarul de faze	3
Tensiunea de retea intre faza si neutru	230 V
Factorul de deplasare (cos phi)	+/- 1

Sisteme de baterii

Sistem de baterii

Model	WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh) (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Invertoare de baterie	
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu
Capacitate nominala	100 kW
Baterie	
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Model	APX 14.3P-B1 (v1)
Cantitate	14
Energia bateriei	180,6 kWh
Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier

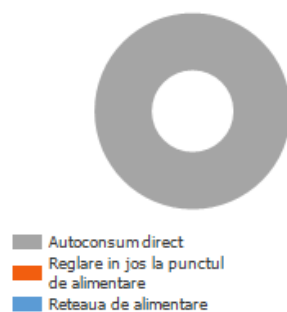
Rezultatele simulării

Rezultate Sistemul total

Sistem fotovoltaic

Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 112,94 kWh/kWp
Raportul de performanta (PR)	81,07 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	0,6 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie	761 939 kWh/An
Autoconsum direct	761 732 kWh/An
Reglare in jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Reteaua de alimentare	207 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	471 455 kg / an

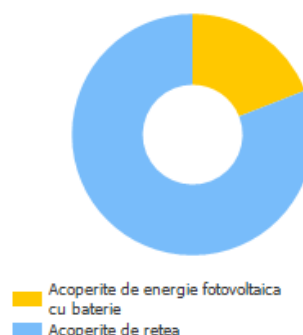
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie



Consumatori

Consumatori	4 000 000 kWh/An
Consumul in standby (Invertor)	152 kWh/An
Consum total	4 000 152 kWh/An
Acoperite de energie fotovoltaica cu baterie	761 732 kWh/An
Acoperite de retea	3 238 420 kWh/An
Grad de acoperire solara	19,0 %

Consum total



Sistem de baterii

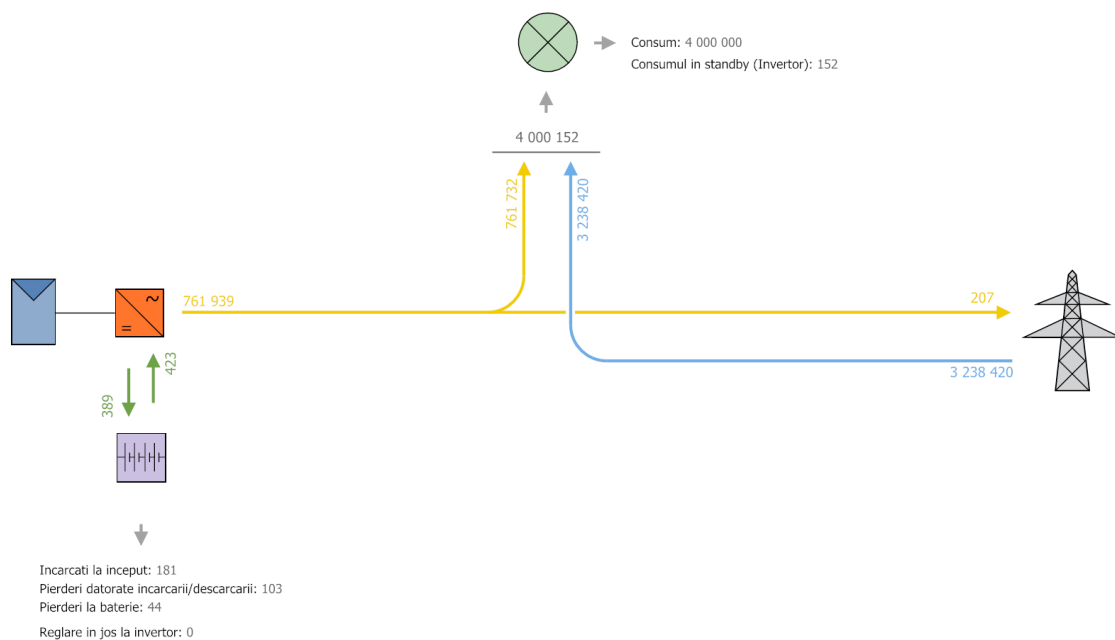
Incarcati la inceput	181 kWh
Incarcare baterie (Sistem fotovoltaic)	389 kWh/An
Energia bateriei necesara acoperirii consumului	423 kWh/An
Pierderi datorate incarcarii/descarcarii	103 kWh/An
Pierderi la baterie	44 kWh/An
Sarcina ciclului	0,1 %
Durata de viata	>20 Ani

Nivel de autosuficienta

Consum total	4 000 152 kWh/An
Acoperite de retea	3 238 420 kWh/An
Nivel de autosuficienta	19,0 %

Graficul fluxului de energie

Proiect: COMEFIN V1 620 LYNX 399900 250



Toate valorile in kWh
 Din cauza rotunjirii pot aparea mici discrepante in totaluri
 created with PV*SOL

Figura: Flux de energie

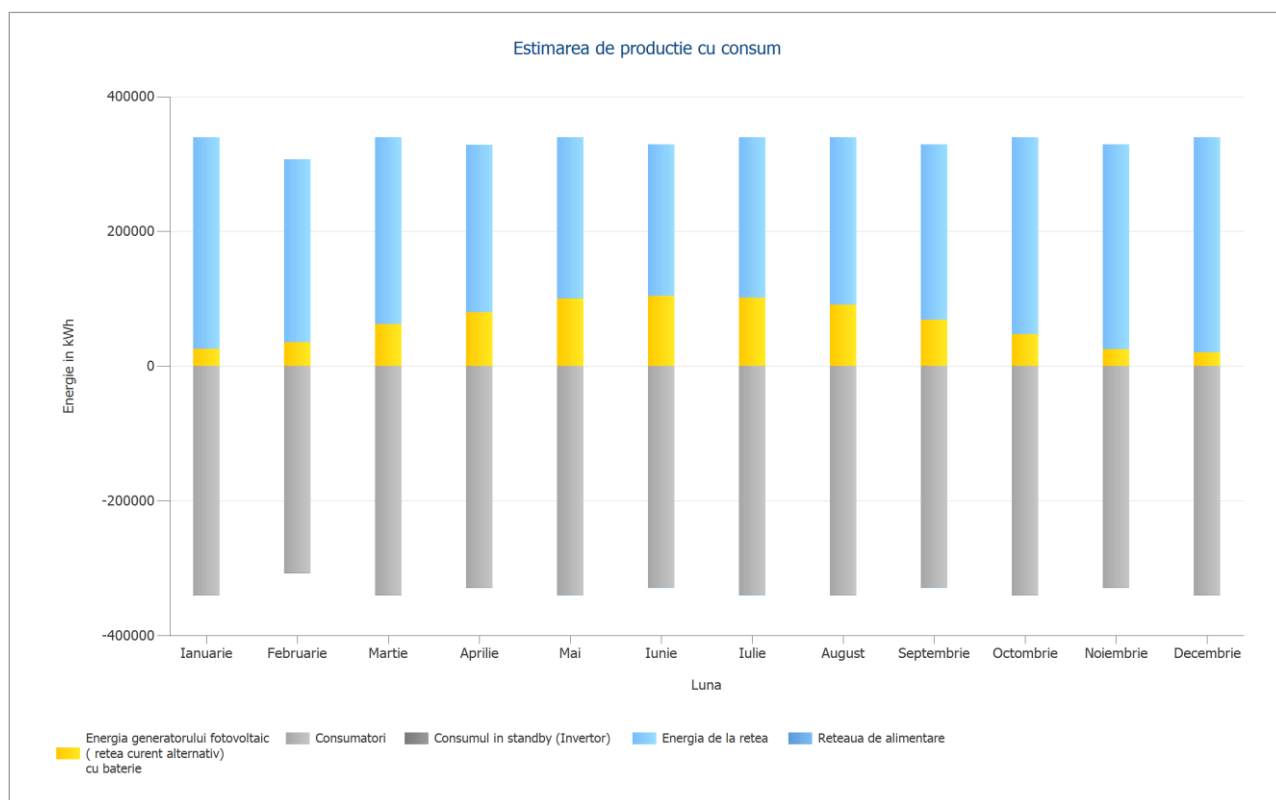


Figura: Estimarea de productie cu consum

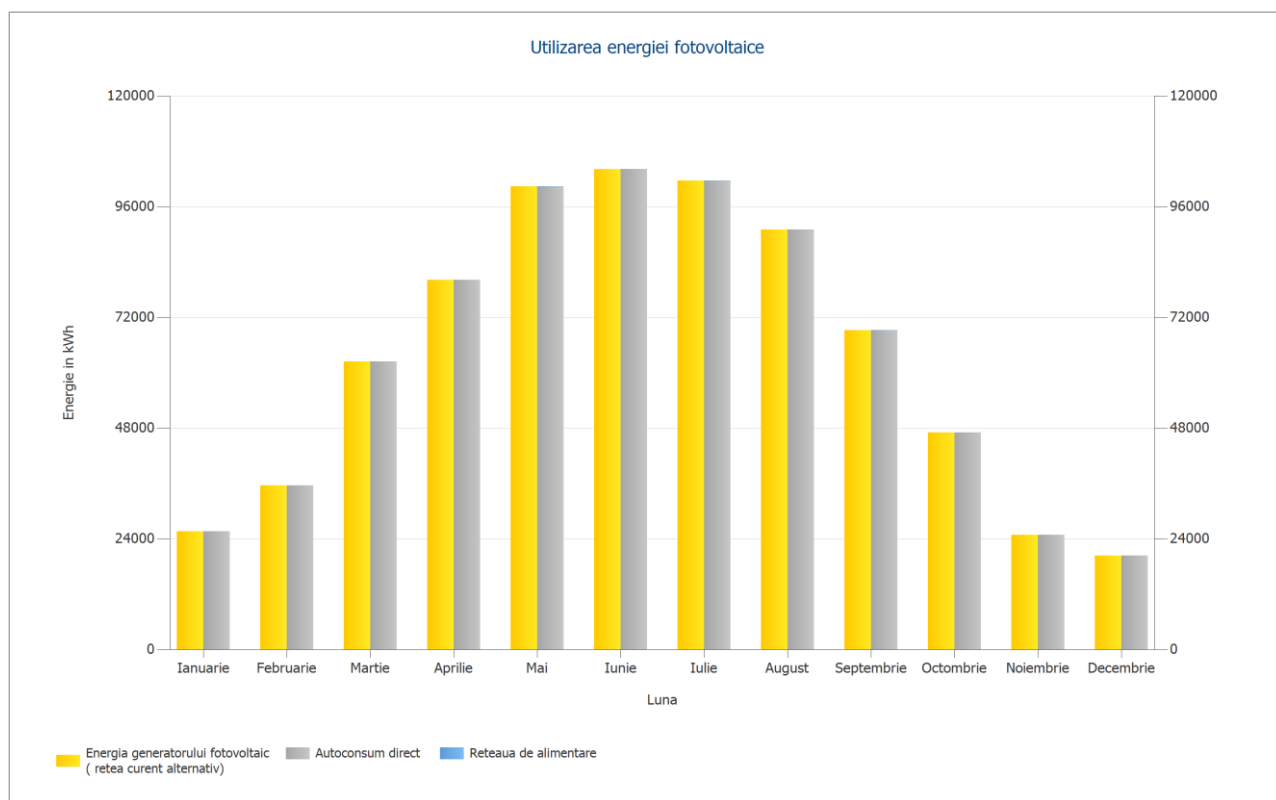


Figura: Utilizarea energiei fotovoltaice

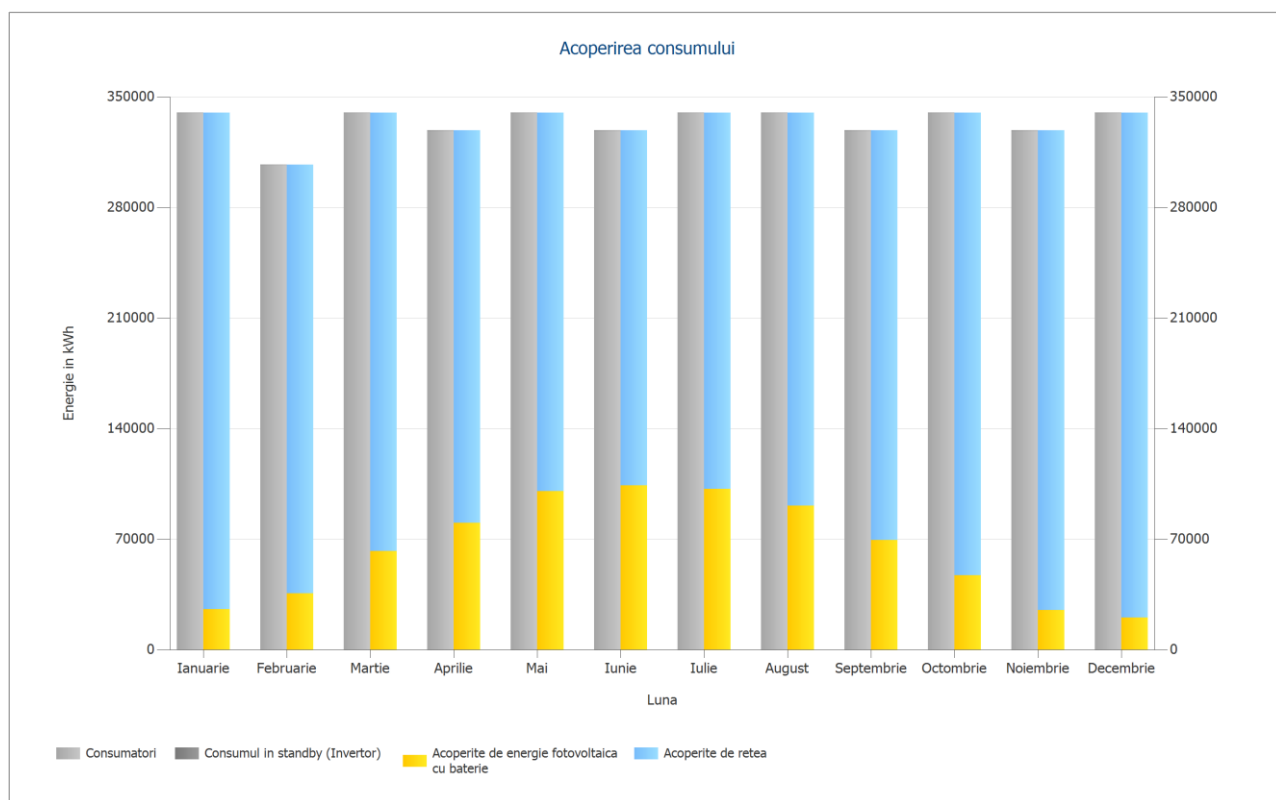


Figura: Acoperirea consumului

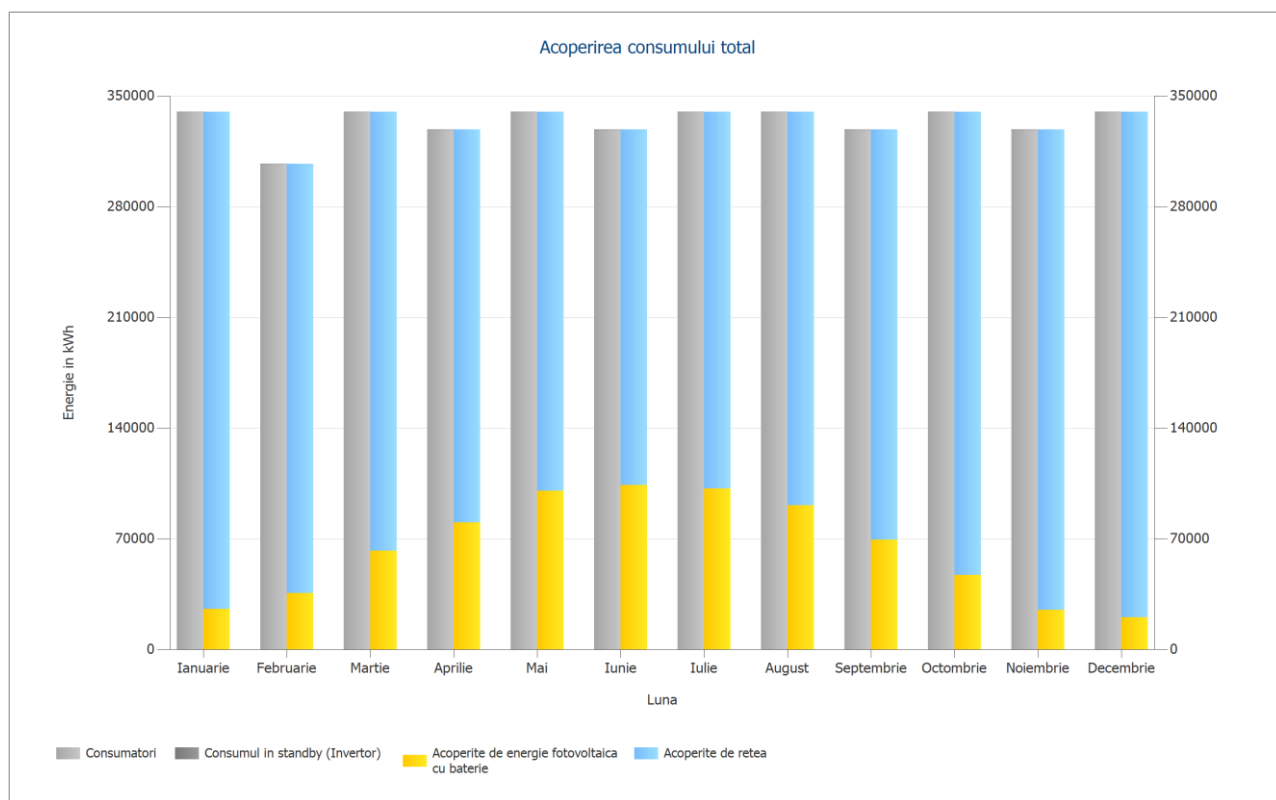


Figura: Acoperirea consumului total

Rezultate pe zona de modul

Open Area (Map Section)-Module Area East

Iesirea generatorului fotovoltaic	342,24 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 714,71 m ²
Radiatia globala pe modul	1364,84 kWh/m ²
Radiatie globala pe modul fara reflexie	1364,84 kWh/m ²
Raportul de performanta (PR)	81,10 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	380288,57 kWh/An
Randament anual specificat	1111,18 kWh/kWp

Open Area (Map Section)-Module Area West

Iesirea generatorului fotovoltaic	342,24 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 714,71 m ²
Radiatia globala pe modul	1370,26 kWh/m ²
Radiatie globala pe modul fara reflexie	1370,26 kWh/m ²
Raportul de performanta (PR)	81,07 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	381650,43 kWh/An
Randament anual specificat	1115,15 kWh/kWp

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Radiatia globala - orizontala	1 395,07 kWh/m²	
Abaterea de la spectrul standard	-13,95 kWh/m ²	-1,00 %
Reflectie la sol (Albedo)	2,10 kWh/m ²	0,15 %
Orientarea si inclinarea suprafetei modulului	-15,67 kWh/m ²	-1,13 %
Umbrire independenta de modul	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflectie pe suprafata modulului	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Iradieria pe spatele modulului	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Radiatia globala pe modul	1 367,55 kWh/m²	
	1 367,55 kWh/m ²	
	x 3429,413 m ²	
	= 4 689 886,88 kWh	
Radiatia globala fotovoltaica	4 689 886,88 kWh	
Bifacilitate (70% din iradierea din spate)	0,00 kWh	0,00 %
Poluare	0,00 kWh	0,00 %
Conversie STC (Eficienta nominala a modulului 20,04 %)	-3 750 204,07 kWh	-79,96 %
Energia fotovoltaica nominala	939 682,82 kWh	
Umbrire partiala specifica modulului	-5 090,82 kWh	-0,54 %
Performanta la lumina scazuta	19 516,55 kWh	2,09 %
Abatere de la temperatura nominala a modulului	-18 937,40 kWh	-1,98 %
Diode	-249,59 kWh	-0,03 %
Nepotrivire (informatii despre producator)	-18 698,43 kWh	-2,00 %
Nepotrivire (Configurare/ Umbrire)	-435,54 kWh	-0,05 %
Energie fotovoltaica (curent continuu) fara reglare in jos a inverterului	915 787,57 kWh	
Nu se ajunge la iesirea de pornire DC	-58,37 kWh	-0,01 %
Reglare in jos din cauza intervalului de tensiune MPP	-12,94 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza curentului continuu maxim	-1,10 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza puterii maxime de curent continuu	0,00 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza raportului maxim dintre puterea de curent alternativ si cos phi	-412,34 kWh	-0,05 %
Ajustare MPP	-1 374,34 kWh	-0,15 %
Energie fotovoltaica (curent continuu)	913 928,48 kWh	
Energia la intrarea inverterului	913 928,48 kWh	
Incarca stocarea curentului continuu	-389,35 kWh	-
Descarca stocarea curentului continuu	423,39 kWh	-
Abaterea tensiunii de intrare de la tensiunea nominala	-1 437,42 kWh	-0,16 %
Conversie Curent Continu/ Curent Alternativ	-16 126,29 kWh	-1,77 %
Consumul in standby (Invertor)	-151,95 kWh	-0,02 %
Pierderi totale de cablu	-134 459,82 kWh	-15,00 %
Energie fotovoltaica (curent alternativ) minus consumul in standby	761 787,04 kWh	
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	761 938,99 kWh	

Analiza financiara

Prezentare generala

Datele sistemului

Alimentarea in retea in primul an (inclusiv degradarea modulelor)	206 kWh/An
Iesirea generatorului fotovoltaic	684,5 kWp
Punerea in functiune a sistemului	6/7/2025
Perioada de observatie	20 Ani
Dobanda la capital	0 %

Parametrii Economici

Rata interna de rentabilitate (IRR)	34,48 %
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	11 762 568,19 RON
Perioada de amortizare	2,9 Ani
Costuri de productie a energiei electrice	0,4316 RON/kWh

Sumarul platii

Costuri specifice de investitii	2 907,35 RON/kWp
Costuri de investitie	1 990 022,00 RON
Plati unice	0,00 RON
Subventii primite	0,00 RON
Costuri anuale	229 255,00 RON/An
Alte venituri sau economii	0,00 RON/An

Remunerare si economii

Compensarea totala in primul an	759 912,10 RON/An
Economii in primul an	168 477,03 RON/An

CEZ - Building System

Valabilitate	6/7/2025 - 6/6/2050
Remunerarea specifica de alimentare/export	0,5 RON/kWh
Tarif de alimentare	103,202 RON/An
Remunerarea specifica pentru consumul propriu	1 RON/kWh
Tarif de autoconsum	759 808,89 RON/An

Example Private (Example)

Pretul energiei	0,2218 RON/kWh
Pret de baza	6,9 RON/Luna
Rata inflatiei pentru pretul energiei	2 %/An

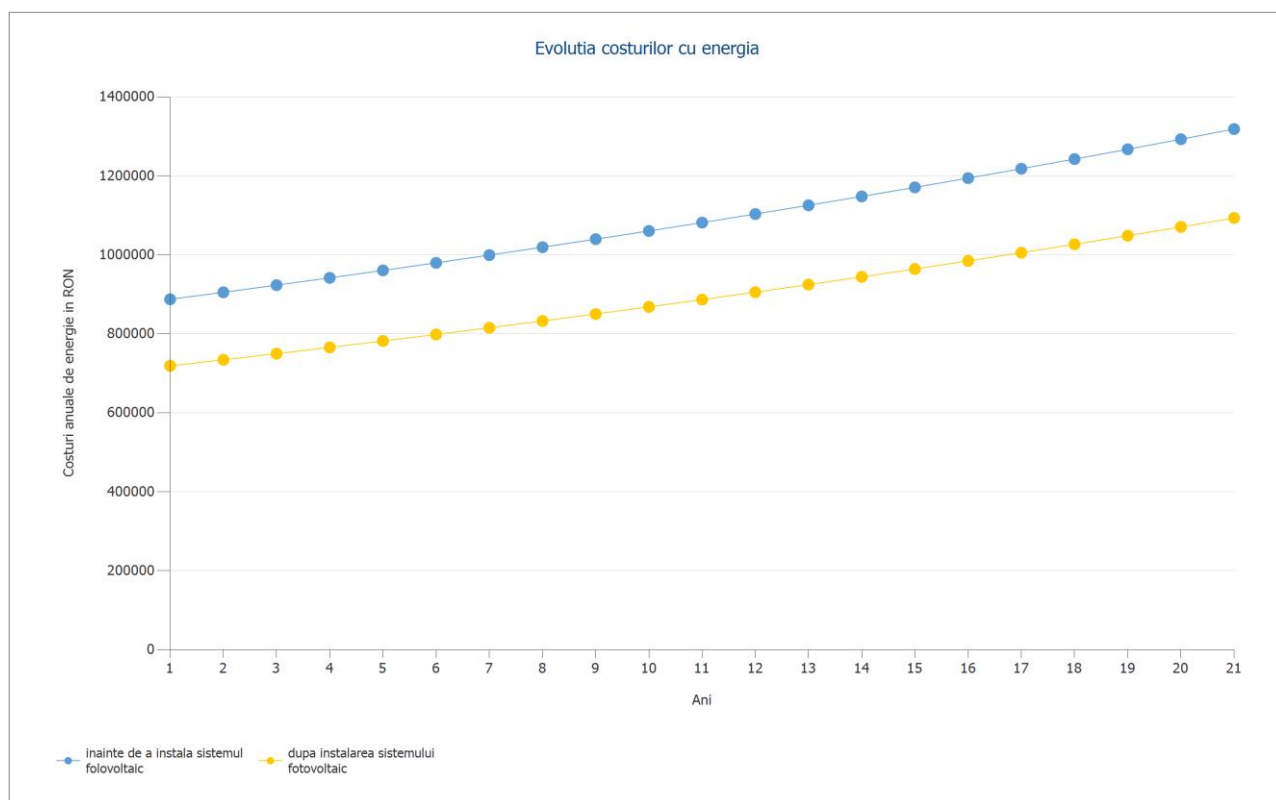


Figura: Evolutia costurilor cu energia

Cash flow

Cash flow

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Investitii	-	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
	1.990.022.00RO				
	N				
Cost operational	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON
Tarif de alimentare	RON739.121.09	RON756.102.92	RON752.293.74	RON748.484.56	RON744.675.38
Economii de energie electrica	RON167.341.32	RON170.985.09	RON173.526.08	RON176.100.31	RON178.708.08
Fluxul de numerar anual	-	RON697.833.01	RON696.564.82	RON695.329.87	RON694.128.46
	1.312.814.59RO				
	N				
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	-	-614.981.59RON	RON81.583.23	RON776.913.10	RON1.471.041.56
	1.312.814.59RO				
	N				

Cash flow

	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON
Tarif de alimentare	RON740.866.20	RON737.057.03	RON733.247.85	RON729.438.67	RON725.629.49
Economii de energie electrica	RON181.349.80	RON184.025.55	RON186.736.01	RON189.481.04	RON192.261.42
Fluxul de numerar anual	RON692.961.00	RON691.827.57	RON690.728.86	RON689.664.71	RON688.635.92
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON2.164.002.56	RON2.855.830.14	RON3.546.558.99	RON4.236.223.70	RON4.924.859.62

Cash flow

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON
Tarif de alimentare	RON721.820.32	RON718.011.14	RON714.201.96	RON710.392.78	RON706.583.60
Economii de energie electrica	RON195.076.96	RON197.928.38	RON200.815.88	RON203.739.65	RON206.700.00
Fluxul de numerar anual	RON687.642.28	RON686.684.51	RON685.762.84	RON684.877.43	RON684.028.60
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON5.612.501.90	RON6.299.186.41	RON6.984.949.25	RON7.669.826.68	RON8.353.855.28

Cash flow

	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON	-229.255.00RON
Tarif de alimentare	RON702.774.43	RON698.965.25	RON695.156.07	RON691.346.89	RON687.537.71
Economii de energie electrica	RON209.697.20	RON212.731.80	RON215.803.69	RON218.913.50	RON222.061.37
Fluxul de numerar anual	RON683.216.62	RON682.442.04	RON681.704.76	RON681.005.40	RON680.344.09
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON9.037.071.90	RON9.719.513.95	RON10.401.218.71	RON11.082.224.10	RON11.762.568.19

Ratele de degradare si crestere a preturilor se aplica lunar pe toata perioada de observatie. Acest lucru se face deja in primul an.

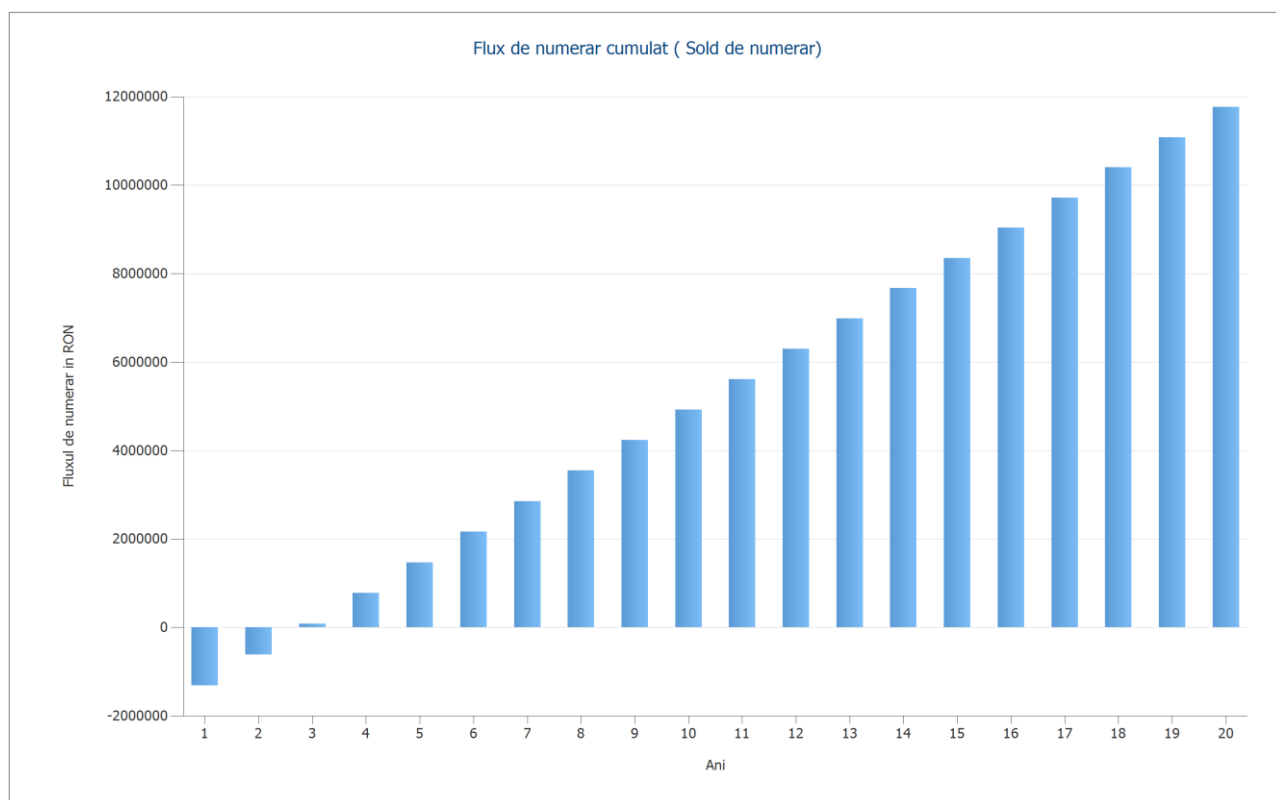


Figura: Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)

Fise de date

Fisa de date a modulului fotovoltaic

Modul fotovoltaic: RCM-620-SDMT2 LYNX N TYPE BIFACIAL (v1)

Date electrice	
Tipul celulei	Siliciu monocristalin
Modul semicelula	Nu
Numarul de celule	133
Numarul de diode de Bypass	3
Pierdere de tensiune pe dioda de bypass	1 V
Optimizator de putere integrat	Nu
Potrivit numai pentru invertoare cu transformator	Nu

Caracteristicile I/V la STC

Tensiune MPP	38,9 V
Curent MPP	16 A
Tensiune in circuit deschis	48,9 V
Curent de scurtcircuit	16,05 A
Cresterea tensiunii in circuit deschis inainte de stabilizare	0 %
Capacitate nominala	620 W
Factor de umplere	79,3 %
Eficienta	22,95 %

Caracteristicile sarcinii partiala I/V

Sursa valorilor	Producator/Proprietar
Iradiere	200 W/m ²
Tensiune in MPP la sarcina partiala	37,985 V
Curent in MPP la sarcina partiala	3,463 A
Tensiune in circuit deschis (sarcina partiala)	44,085 V
Curent de scurtcircuit la sarcina partiala	3,612 A

Parametrii suplimentari

Coeficientul de temperatura al Voc	-131,3 mV/K
Coeficientul de temperatura al Isc	7,22 mA/K
Coeficientul de temperatura al Pmpp	-0,36 %/K
Factor de corectie a unghiului (IAM)	100 %
Factorul de bifacialitate	70 %
Tensiunea maxima a sistemului	1500 V

Date mecanice

Latime	1134 mm
Inaltime	2382 mm
Adancime in mm	35 mm
Latimea cadrului	9 mm
Greutate	33,5 kg

Fisa de date a invertorului

Invertor: MAX 110KTL3-X LV (v2)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Date electrice - CC

Putere nominala	165 kW
Puterea CC maxima	165 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	320 A
Curent maxim de scurtcircuit	320 A
Numarul de intrari CC	20

Date electrice - CA

Putere nominala de curent alternativ	110 kW
Puterea AC maxima	121 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu

Date electrice - altele

Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	195 W
Consumul in standby	25 W
Consumul de noapte	1 W

Dispozitiv de urmarire MPP

Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	10

Dispozitiv de urmarire MPP 1-10

Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	32 A
Putere maxima de intrare	18,75 kW
Tensiunea MPP minima	180 V
Tensiunea MPP maxima	1000 V

Invertor: MID 50KTL3-X2 (v1)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Date electrice - CC

Putere nominala	75 kW
Puterea CC maxima	75 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	128 A
Curent maxim de scurtcircuit	160 A
Numarul de intrari CC	8

Date electrice - CA

Putere nominala de curent alternativ	50 kW
Puterea AC maxima	55 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu

Date electrice - altele

Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	50 W
Consumul in standby	5 W
Consumul de noapte	1 W

Dispozitiv de urmarire MPP

Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	4

Dispozitiv de urmarire MPP 1-4

Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	40 A
Putere maxima de intrare	17 kW
Tensiunea MPP minima	200 V
Tensiunea MPP maxima	1100 V

Fisa de date a bateriei sistemului

Sistem de baterii: WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh) (v2)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Invertoare de baterie

Capacitate nominala	100 kW
Puterea maxima de incarcare	100 kW
Puterea maxima de descarcare	100 kW
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu

Baterie

Producator baterie	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Model	APX 14.3P-B1 (v1)
Cantitate	14 (14x1)
Tensiunea sistemului bateriei de curent continuu	716,8 V
Energia utilizabila a bateriei	180,6 kWh
Capacitatea la t=10h	280 Ah

Fisa de date a bateriei

Baterie: APX 14.3P-B1 (v1)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Date electrice

Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier
Tensiunea celulei	3,2 V
Numarul de celule in serie	16
Tensiune nominala	51,2 V
Numarul de siruri de baterie	1
Rezistenta interna	1,5 mΩ
Autodescarcare	3 %/Luna
Durabilitate in cicluri de incarcare-descarcare (DoD = 40 %)	5100

Date mecanice

Lungime	920 mm
Latime	245 mm
Inaltime	510 mm
Greutate	135 kg

Planuri si lista de piese

Schema circuitului

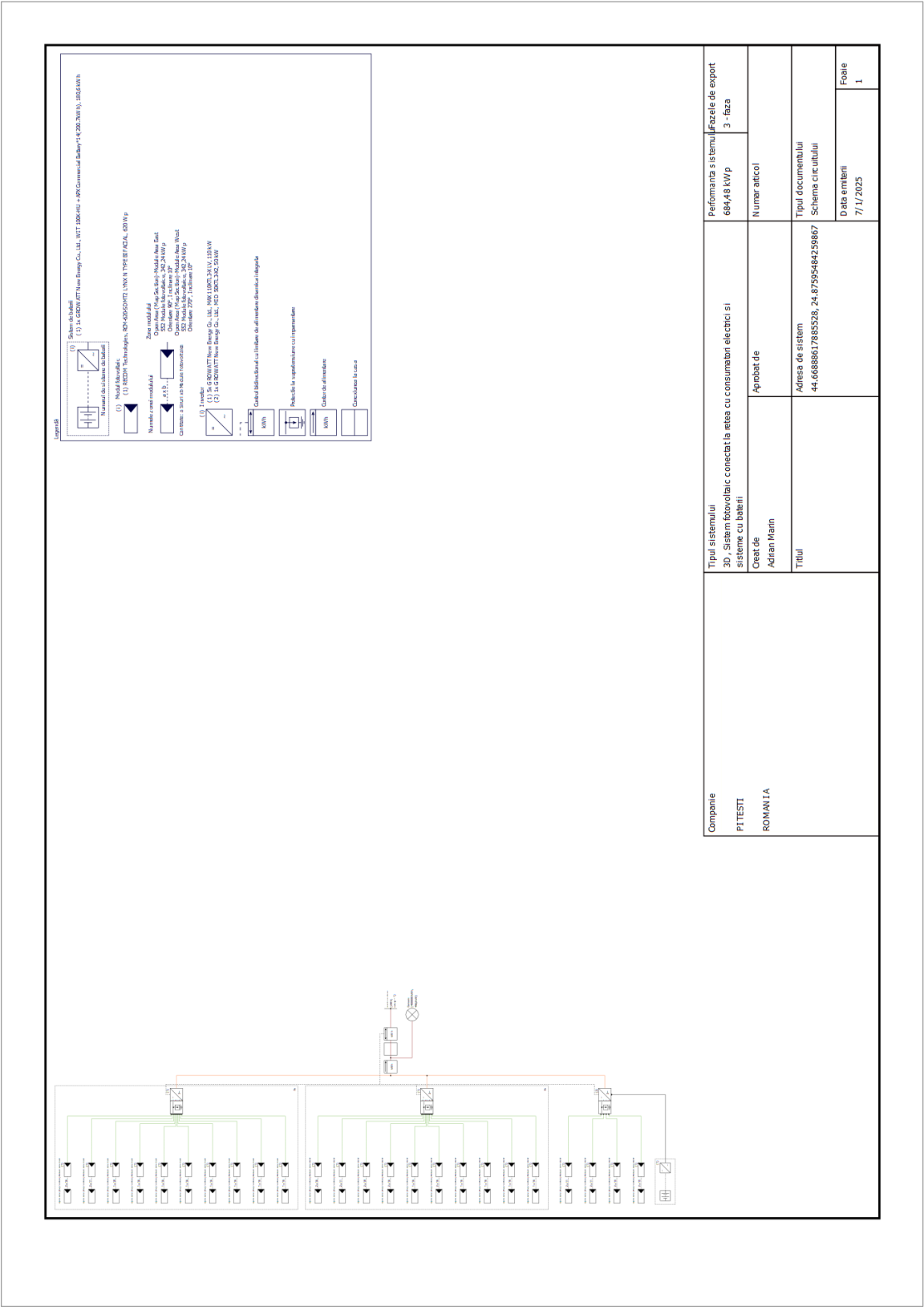


Figura: Schema circuitului

Plan de ansamblu

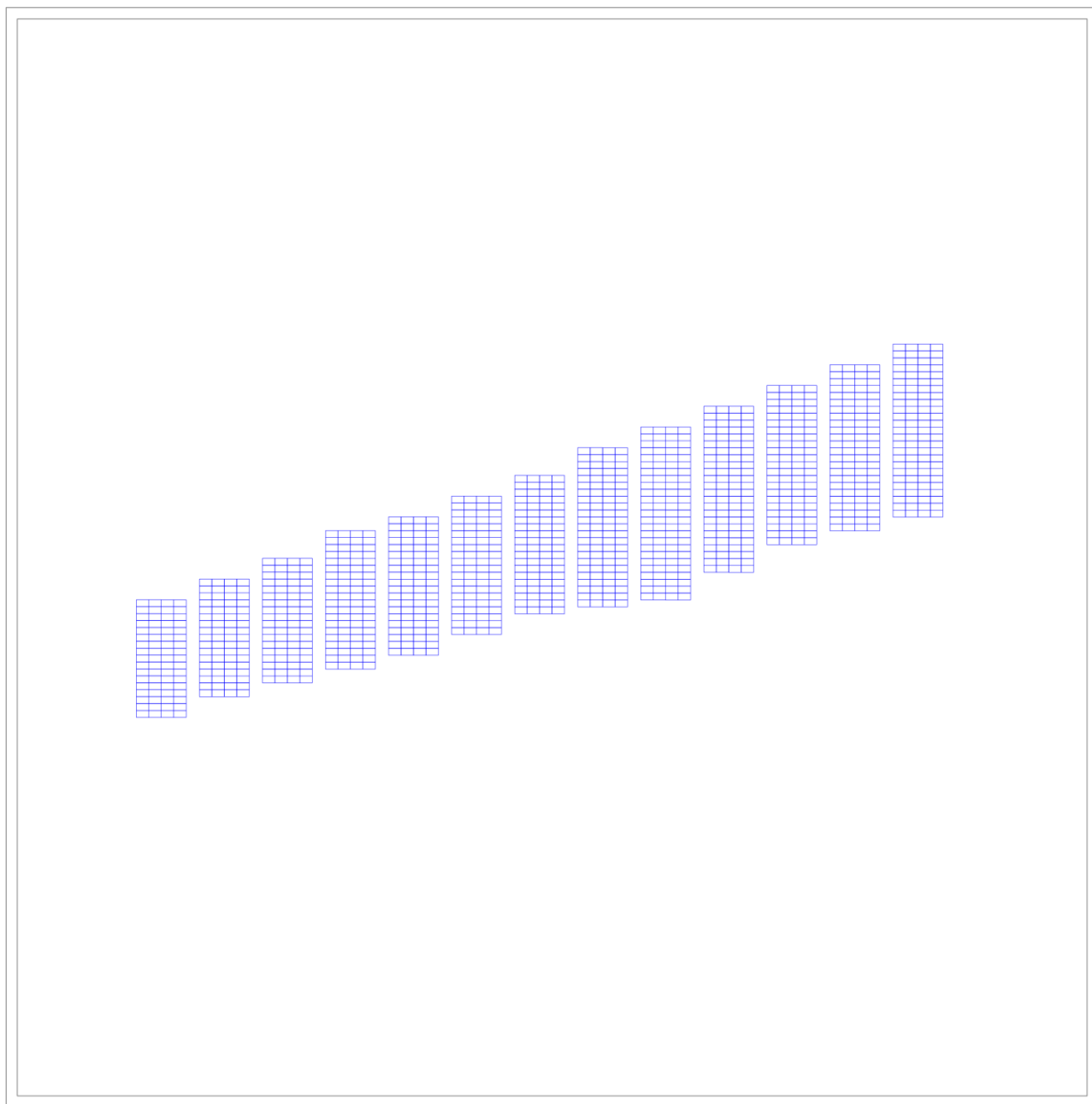


Figura: Plan de ansamblu

Planul de dimensiuni

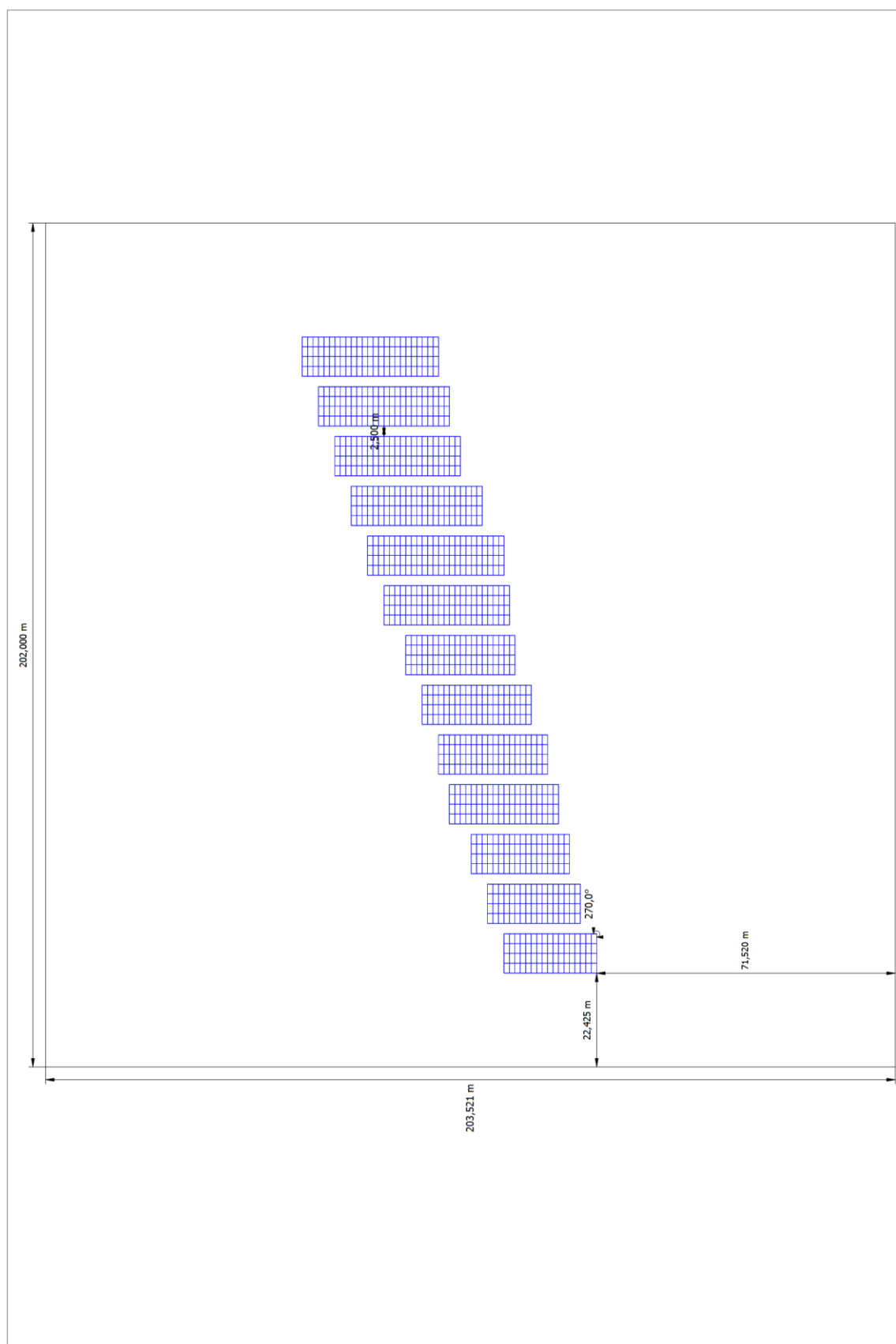


Figura: Open Area (Map Section) - Area South

Planul de sir

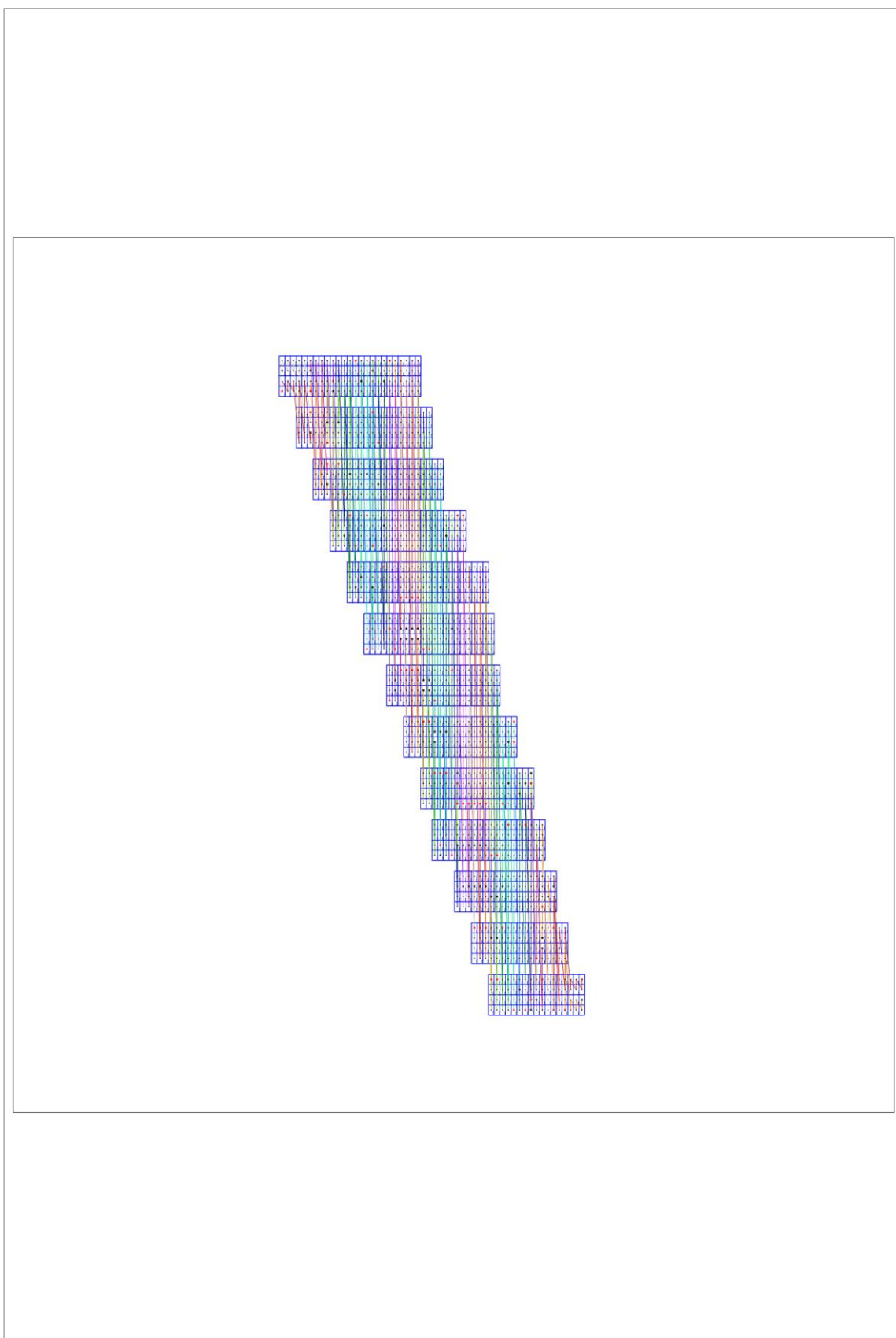


Figura: Open Area (Map Section) - Area South

Lista de componente

Lista de componente

#	Tip	Numar de articol	Prodicator	Nume	Cantitate	Unitate
1	Modul fotovoltaic		RECOM Technologies	RCM-620-SDMT2 LYNX N TYPE BIFACIAL	1104	Bucata
2	Invertor		GROWATT New Energy Co., Ltd.	MAX 110KTL3-X LV	5	Bucata
3	Invertor		GROWATT New Energy Co., Ltd.	MID 50KTL3-X2	1	Bucata
4	Sistem de baterii		GROWATT New Energy Co., Ltd.	WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh)	1	Bucata
5	Componente			Contor de alimentare	1	Bucata
6	Componente			Conexiunea la casa	1	Bucata
7	Componente			Control bidirectional cu limitare de alimentare dinamica integrata	1	Bucata

PITESTI

ROMANIA

Numar client: 015

Oferta nr.: 015

7/9/2025

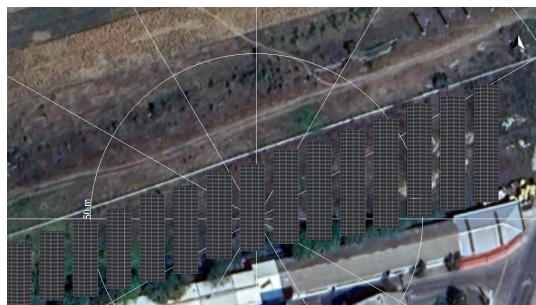
Documentatie- 015

Delatii client

Companii	COMEFIN SA
Numar client	015
Persoană de contact	Silviu Badea / Maria Popescu
Adresa	44.66888617885528, 24.87595484259867
Telefon	
Fax	
Email	

Datele proiectului

Titlul proiectului	
Oferta nr.	015
Proiectant de proiect	Adrian Marin
Adresa	44.66888617885528, 24.87595484259867



Rezumatul proiectului



Figura: Imagine de ansamblu, Design 3D

Sistem fotovoltaic

3D, Sistem fotovoltaic conectat la retea cu consumatori electrici si sisteme cu baterii

Date climatice	Coste?ti, ROU (1996 - 2015)
Sursa valorilor	Meteonorm 8.1(i)
Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	3 186,6 m ²
Numar de module fotovoltaice	1472
Numar de invertoare	6
Numarul de sisteme de baterii	1

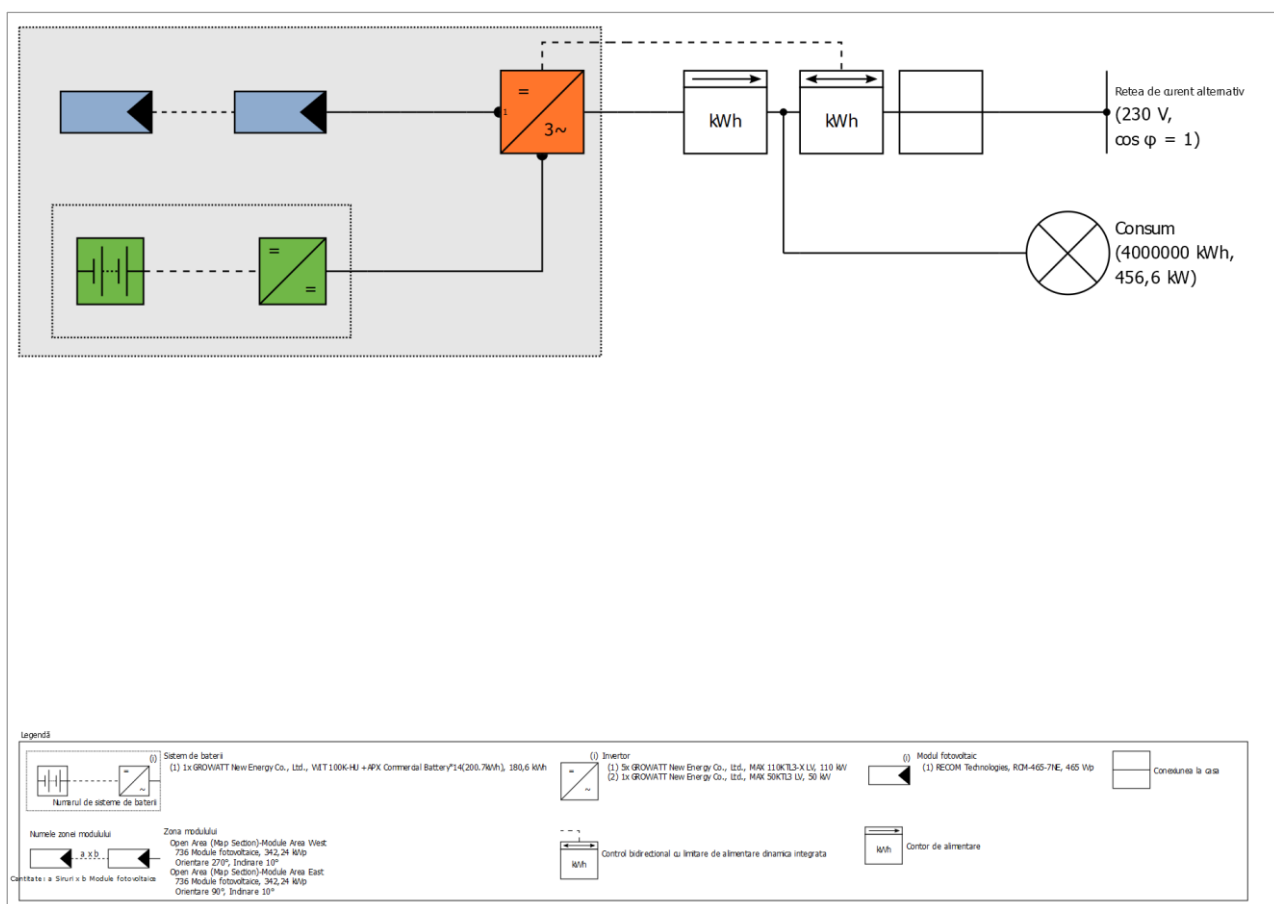


Figura: Schema circuitului

Estimarea de producție

Estimarea de producție

Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 059,88 kWh/kWp
Raportul de performanță (PR)	77,49 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	Necalculat
Energia generatorului fotovoltaic (rețea curent alternativ) cu baterie	725 624 kWh/An
Autoconsum direct	725 473 kWh/An
Reglare în jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Rețeaua de alimentare	149 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	449 033 kg / an
Nivel de autosuficiență	18,1 %

Analiza financiara

Profitul dvs.

Costurile totale de investitie	2 107 303,00 RON
Rata interna de rentabilitate (IRR)	30,24 %
Perioada de amortizare	3,3 Ani
Costuri de productie a energiei electrice	0,4663 RON/kWh
Echilibrul energetic/Conceptul de alimentare	Surplusul de alimentare

Rezultatele au fost determinate folosind un model matematic de calcul de catre Valentin Software GmbH(algoritmi PV*SOL).
Randamentele reale din sistemul de energie solara pot diferi ca urmare a variatiei vremii, a eficientei modulelor si invertoarelor si a altor factori.

Configurarea sistemului

Prezentare generala

Datele sistemului

Tipul sistemului	3D, Sistem fotovoltaic conectat la retea cu consumatori electrici si sisteme cu baterii
Inceputul instalarii	6/7/2025

Date climatice

Locatie	Costești, ROU (1996 - 2015)
Sursa valorilor	Meteonorm 8.1(i)
Rezolutia datelor	1 h
Modele de simulare utilizate:	
- Iradiere difuza pe plan orizontal	Hofmann
- Iradiere pe suprafata inclinata	Hay & Davies

Consum

Consum total	4000000 kWh
New	4000000 kWh
Sarcina de varf	456,6 kW

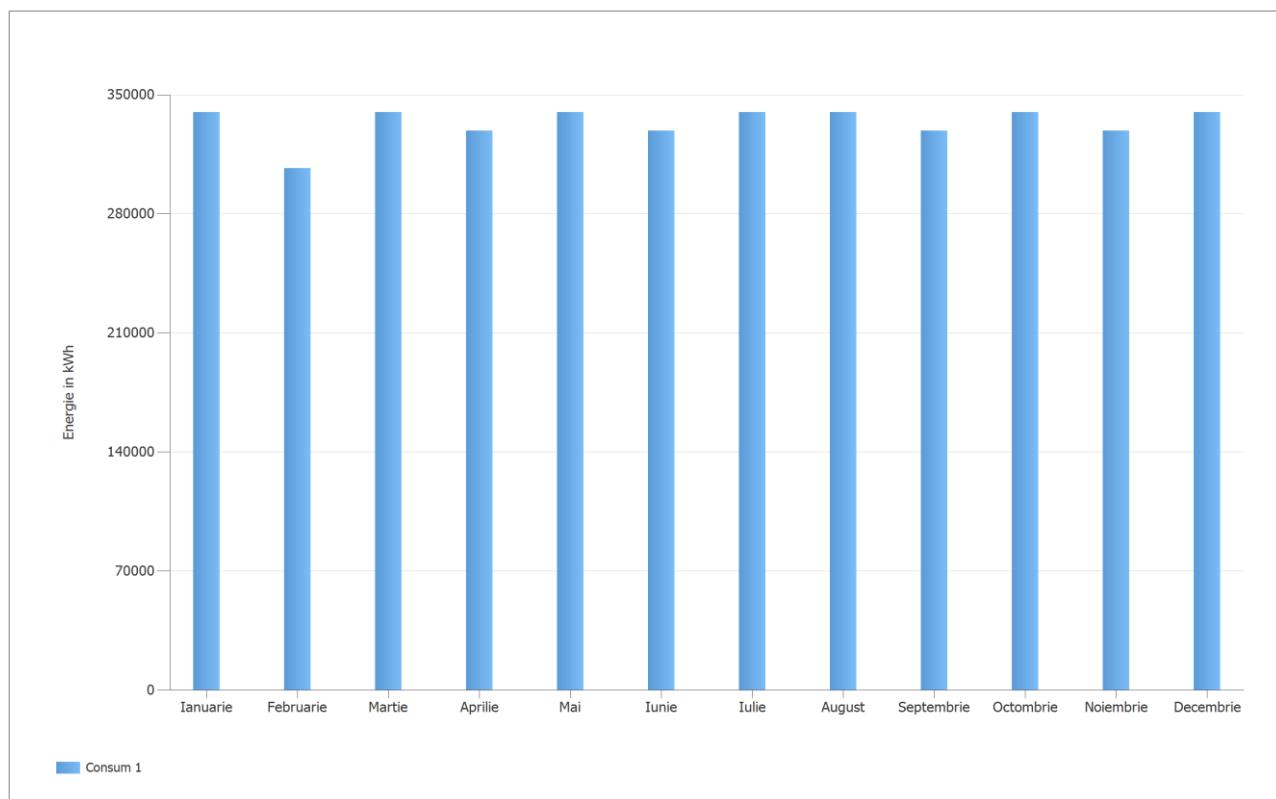


Figura: Consum

Zonele modulului

1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Generator fotovoltaic, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Nume	Open Area (Map Section)-Module Area West
Module fotovoltaice	736 x RCM-465-7NE (v1)
Producator	RECOM Technologies
Inclinare	10 °
Orientare	Vest 270 °
Tipul instalarii	Montat - Spatiu deschis
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 593,3 m ²

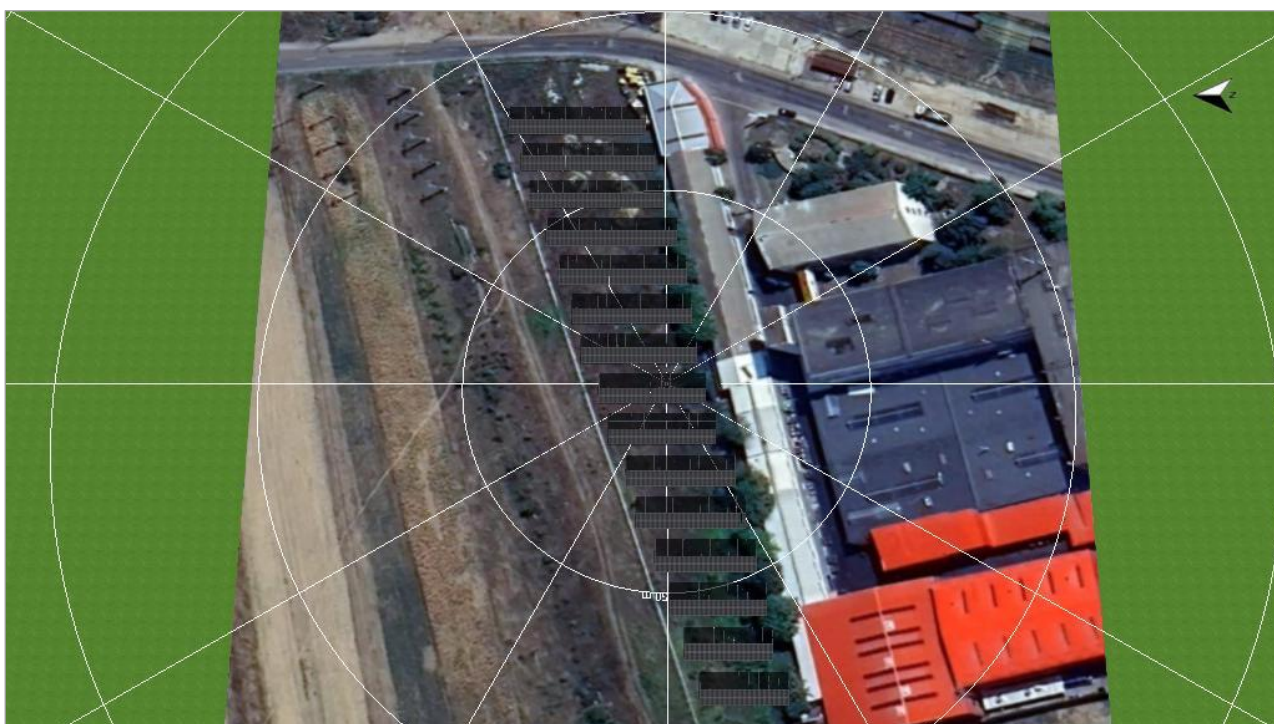


Figura: 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Degradarea modulului, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

Curba caracteristica

Liniar

Puterea ramasa (puterea de iesire) dupa 20 ani

90 %

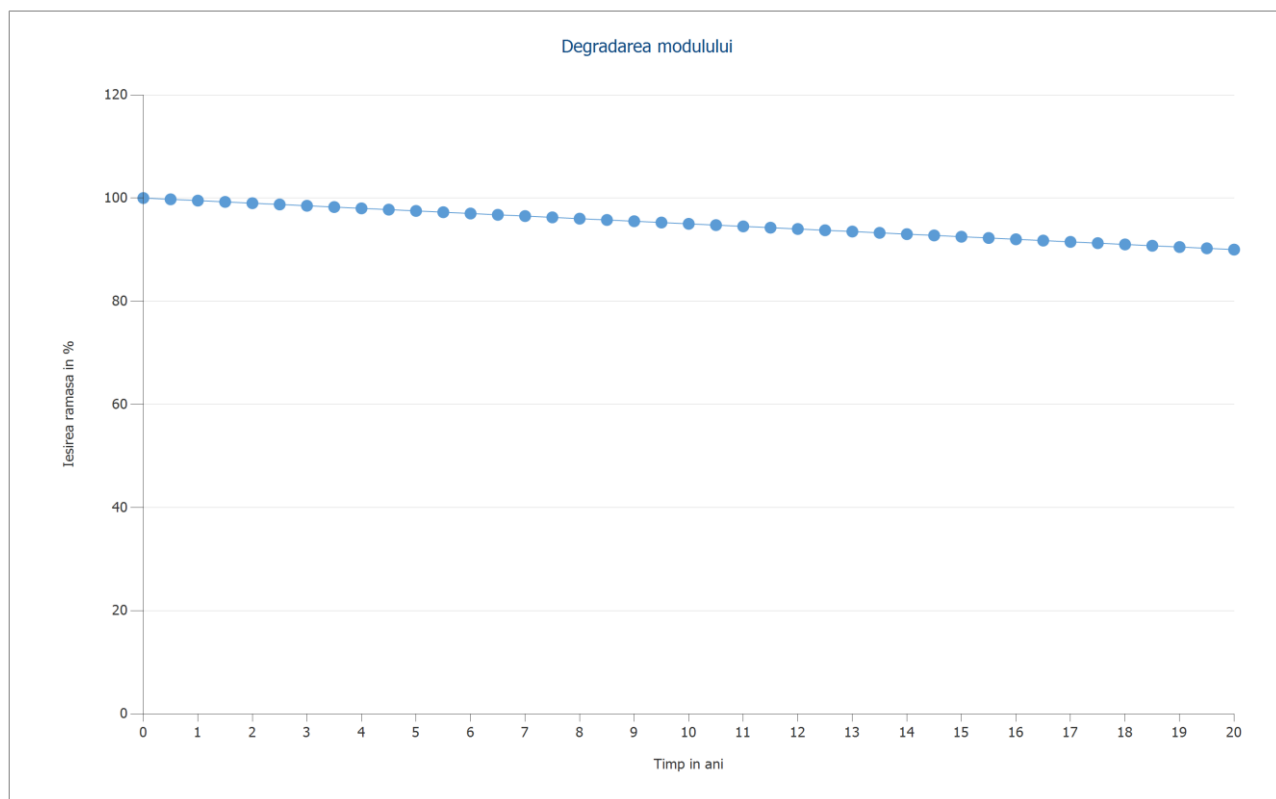


Figura: Degradarea modulului, 1. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area West

2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Generator fotovoltaic, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Nume	Open Area (Map Section)-Module Area East
Module fotovoltaice	736 x RCM-465-7NE (v1)
Producator	RECOM Technologies
Inclinare	10 °
Orientare	Est 90 °
Tipul instalarii	Montat - Spatiu deschis
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 593,3 m ²



Figura: 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Degradarea modulului, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Curba caracteristica

Liniar

Puterea ramasa (puterea de iesire) dupa 20 ani

90 %

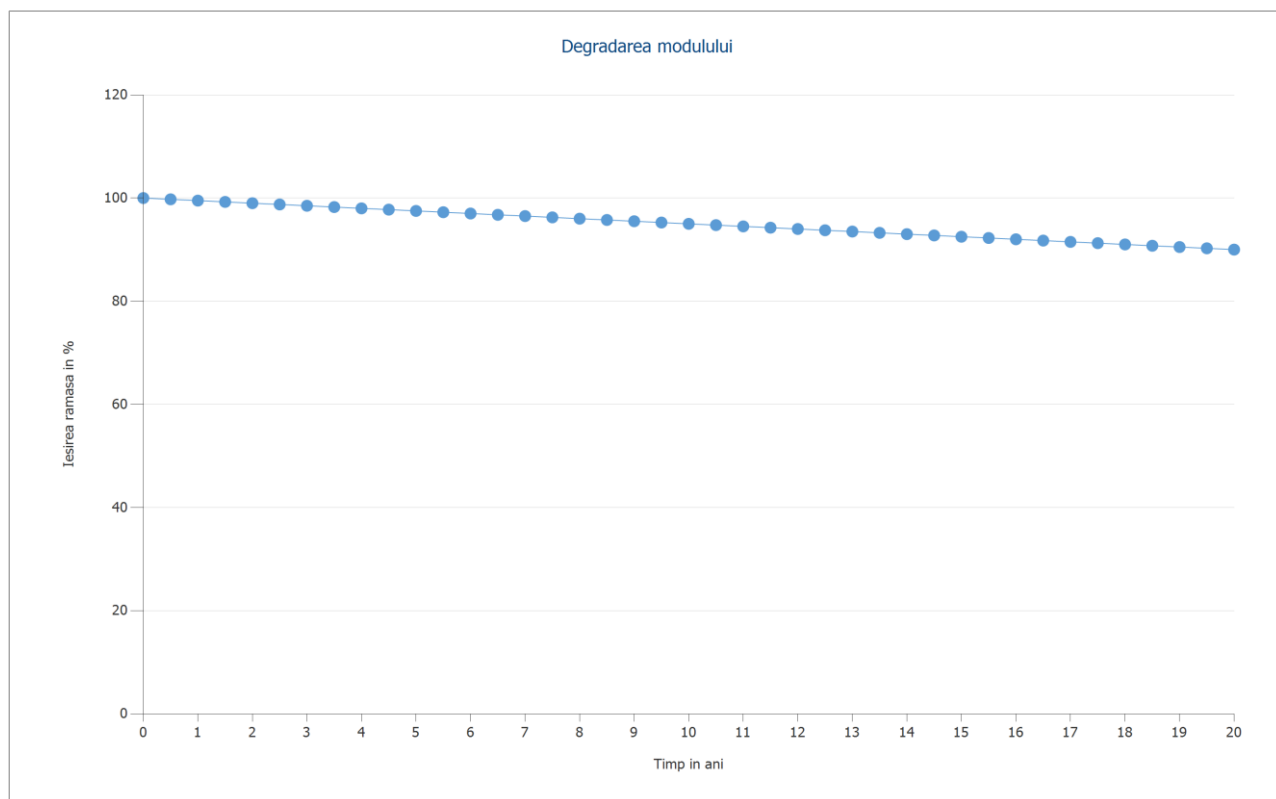


Figura: Degradarea modulului, 2. Zona modulului - Open Area (Map Section)-Module Area East

Linia orizontului , Design 3D

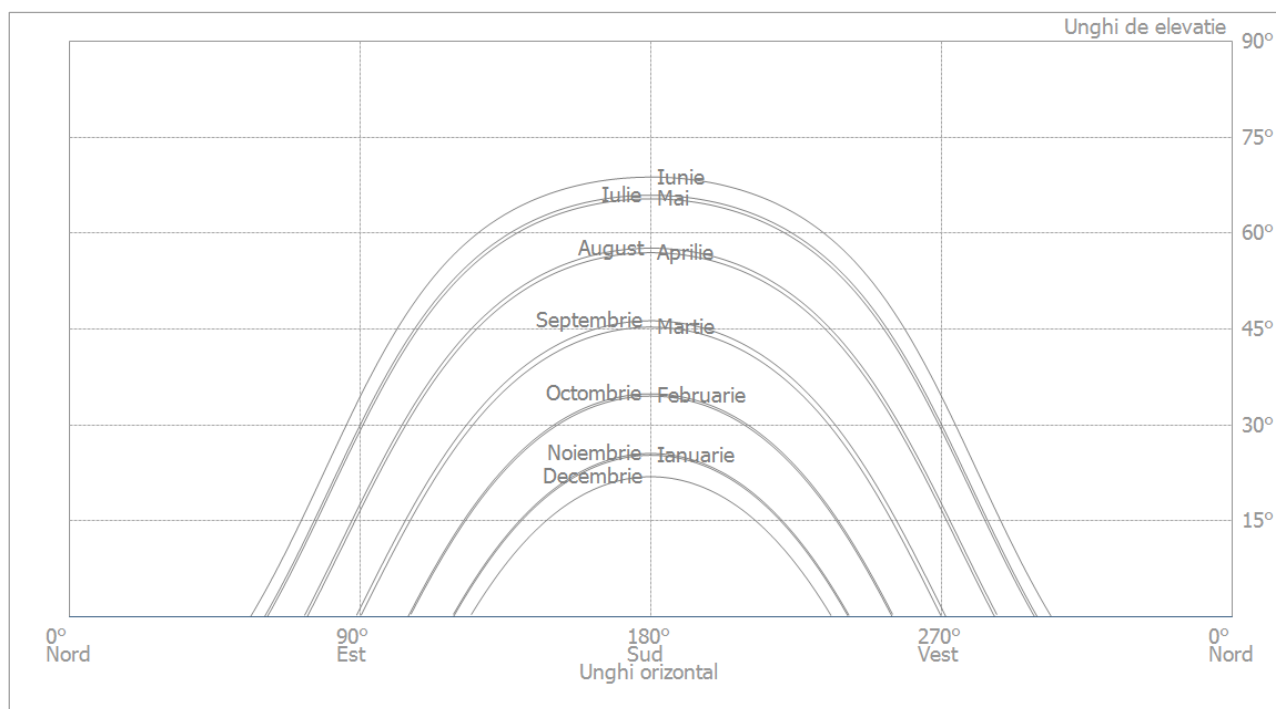


Figura: Orizont (Design 3D)

Configurarea invertorului

Configurare 1

Proiectant de proiect: Adrian Marin
Numarul ofertei:: 015

Client: COMEFIN SA, Silviu Badea / Maria Popescu
Numar client: 015

Zonele modulului	Open Area (Map Section)-Module Area West + Open Area (Map Section)-Module Area East
Invertor 1	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	104 %
Configurare	MPP 1: 2 x 17
	MPP 2: 2 x 17
	MPP 3: 2 x 17
	MPP 4: 2 x 17
	MPP 5: 2 x 12
	MPP 6: 1 x 18
	MPP 7: 1 x 17
	MPP 8: 1 x 17
	MPP 9: 1 x 17
	MPP 10: 1 x 17
Invertor 2	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	104 %
Configurare	MPP 1: 2 x 17
	MPP 2: 2 x 17
	MPP 3: 2 x 17
	MPP 4: 2 x 17
	MPP 5: 2 x 12
	MPP 6: 1 x 18
	MPP 7: 1 x 17
	MPP 8: 1 x 17
	MPP 9: 1 x 17
	MPP 10: 1 x 17
Invertor 3	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	81,6 %
Configurare	MPP 1: 1 x 17
	MPP 2: 1 x 17
	MPP 3: 1 x 17
	MPP 4: 2 x 17
	MPP 5: 1 x 23
	MPP 6: 1 x 17
	MPP 7: 1 x 17
	MPP 8: 1 x 17
	MPP 9: 1 x 17
	MPP 10: 1 x 17
Invertor 4	
Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	143,7 %
Configurare	MPP 1: 2 x 17

Proiectant de proiect: Adrian Marin
Numarul ofertei:: 015

Client: COMEFIN SA, Silviu Badea / Maria Popescu
Numar client: 015

	MPP 2: 2 x 17
	MPP 3: 2 x 17
	MPP 4: 2 x 17
	MPP 5: 2 x 17
	MPP 6: 2 x 17
	MPP 7: 2 x 17
	MPP 8: 2 x 17
	MPP 9: 2 x 17
	MPP 10: 2 x 17

Invertor 5

Model	MAX 110KTL3-X LV (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	143,7 %
Configurare	MPP 1: 2 x 17
	MPP 2: 2 x 17
	MPP 3: 2 x 17
	MPP 4: 2 x 17
	MPP 5: 2 x 17
	MPP 6: 2 x 17
	MPP 7: 2 x 17
	MPP 8: 2 x 17
	MPP 9: 2 x 17
	MPP 10: 2 x 17

Invertor 6

Model	MAX 50KTL3 LV (v1)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Factor de dimensionare	99,5 %
Configurare	MPP 1: 1 x 17
	MPP 2: 1 x 17
	MPP 3: 1 x 17
	MPP 4: 1 x 18
	MPP 5: 1 x 19
	MPP 6: 1 x 19

Retea de curent alternativ

Retea de curent alternativ

Numarul de faze	3
Tensiunea de retea intre faza si neutru	230 V
Factorul de deplasare (cos phi)	+/- 1

Sisteme de baterii

Sistem de baterii

Model	WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh) (v2)
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Cantitate	1
Invertoare de baterie	
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu
Capacitate nominala	100 kW
Baterie	
Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Model	APX 14.3P-B1 (v1)
Cantitate	14
Energia bateriei	180,6 kWh
Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier

Rezultatele simulării

Rezultate Sistemul total

Sistem fotovoltaic

Iesirea generatorului fotovoltaic	684,48 kWp
Randament anual specificat	1 059,88 kWh/kWp
Raportul de performanta (PR)	77,49 %
Reducerea randamentului din cauza umbririi	Necalculat

Energia generatorului fotovoltaic
(retea curent alternativ) cu baterie



Autoconsum direct
Reglare in jos la punctul de alimentare
Reteaua de alimentare

Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ) cu baterie	725 624 kWh/An
Autoconsum direct	725 473 kWh/An
Reglare in jos la punctul de alimentare	0 kWh/An
Reteaua de alimentare	149 kWh/An
Consumul propriu de putere	100,0 %
Emisii de CO ₂ evitate	449 033 kg / an

Consumatori

Consumatori	4 000 000 kWh/An
Consumul in standby (Invertor)	156 kWh/An
Consum total	4 000 156 kWh/An
Acoperite de energie fotovoltaica cu baterie	725 473 kWh/An
Acoperite de retea	3 274 681 kWh/An
Grad de acoperire solara	18,1 %

Consum total



Acoperite de energie fotovoltaica cu baterie
Acoperite de retea

Sistem de baterii

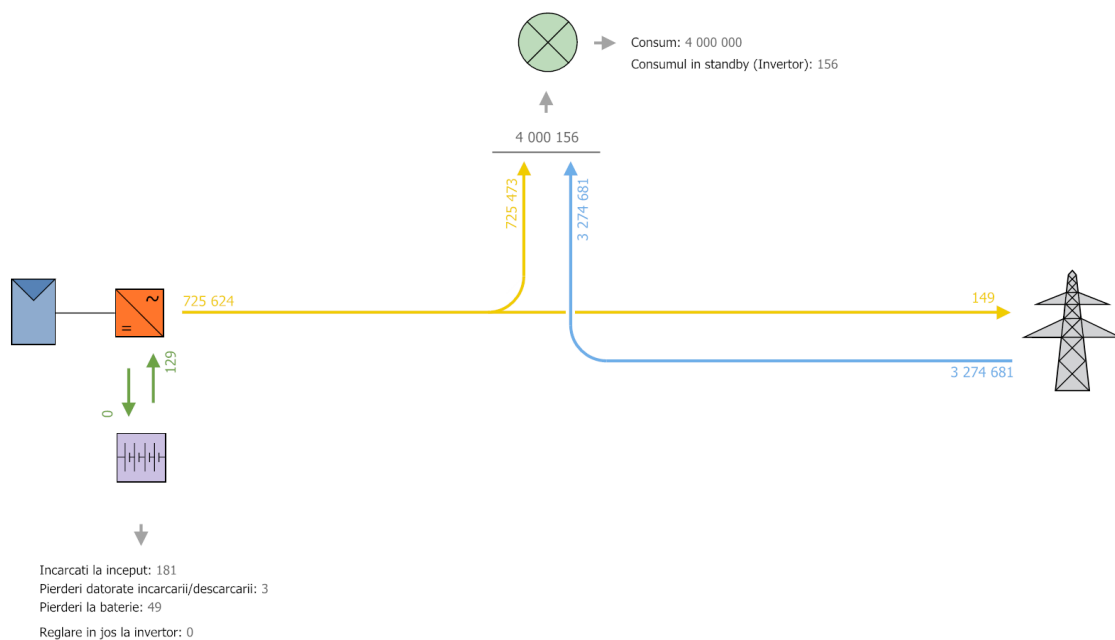
Incarcati la inceput	181 kWh
Incarcare baterie (Sistem fotovoltaic)	0 kWh/An
Energia bateriei necesara acoperirii consumului	129 kWh/An
Pierderi datorate incarcarii/descarcarii	3 kWh/An
Pierderi la baterie	49 kWh/An
Sarcina ciclului	0,0 %
Durata de viata	>20 Ani

Nivel de autosuficienta

Consum total	4 000 156 kWh/An
Acoperite de retea	3 274 681 kWh/An
Nivel de autosuficienta	18,1 %

Graficul fluxului de energie

Proiect: 2222 COMEFIN V2 465wp 423468 250 scenariul 2



Toate valorile in kWh
 Din cauza rotunjirii pot aparea mici discrepante in totaluri
 created with PV*SOL

Figura: Flux de energie

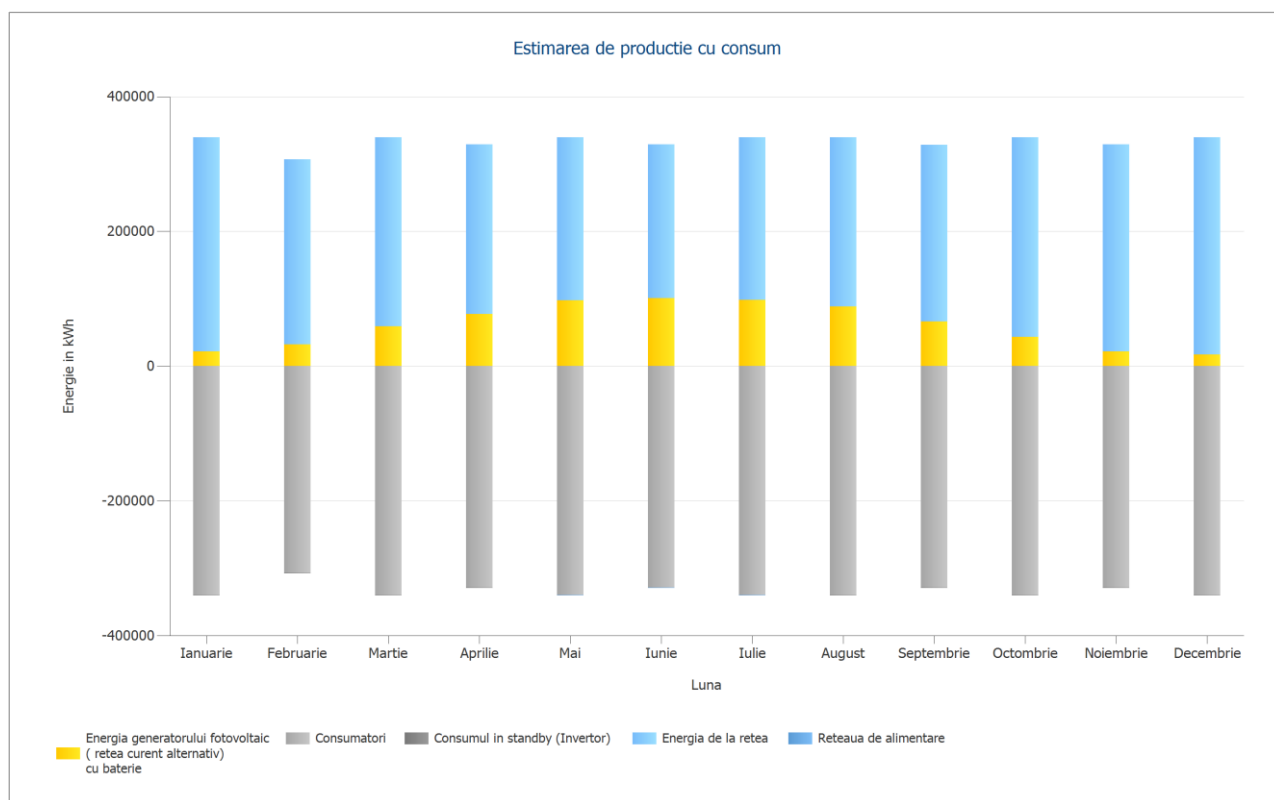


Figura: Estimarea de productie cu consum

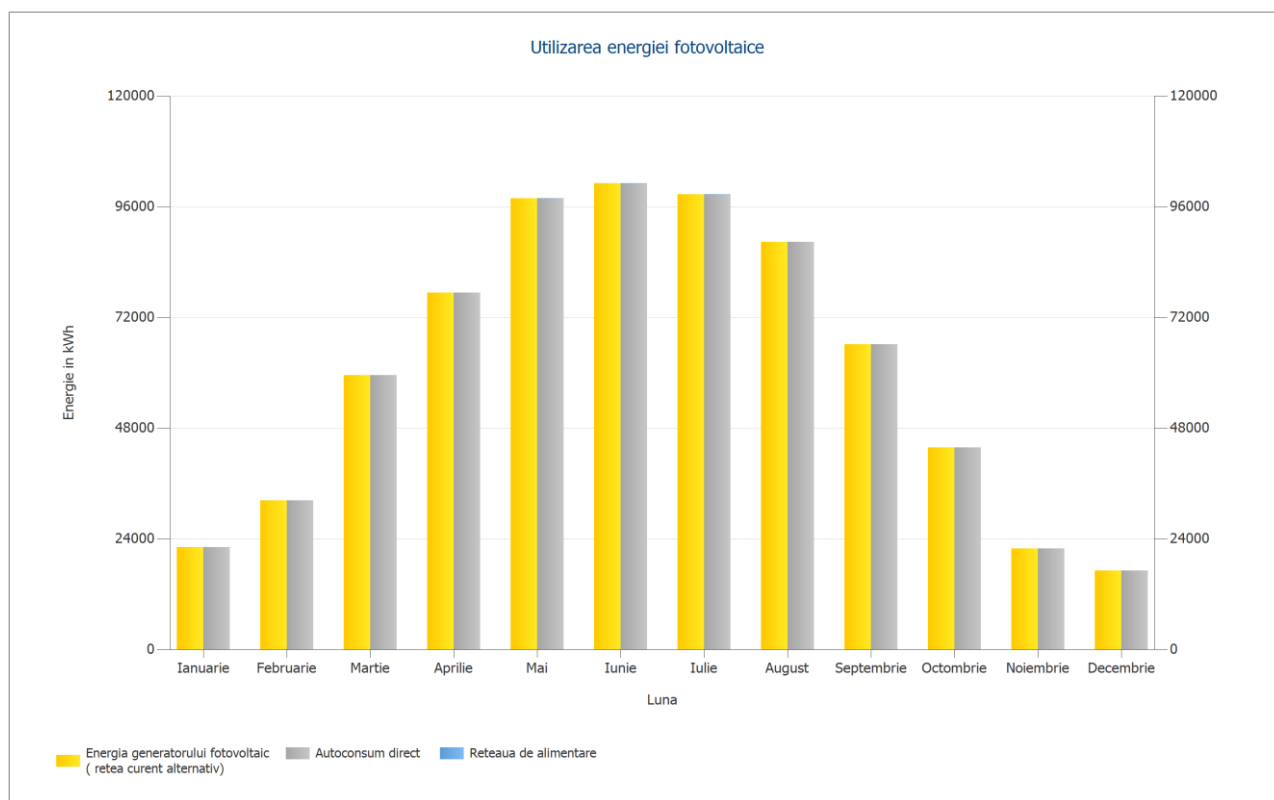


Figura: Utilizarea energiei fotovoltaice

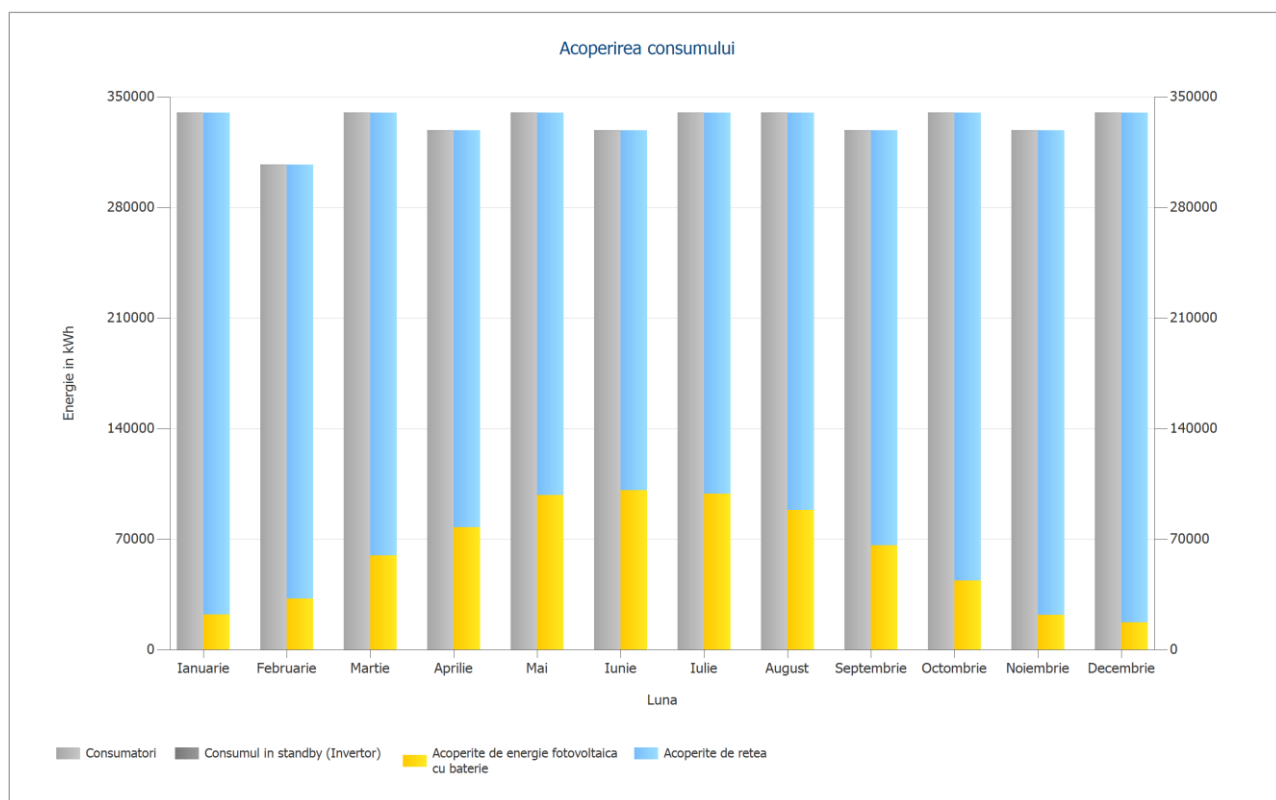


Figura: Acoperirea consumului

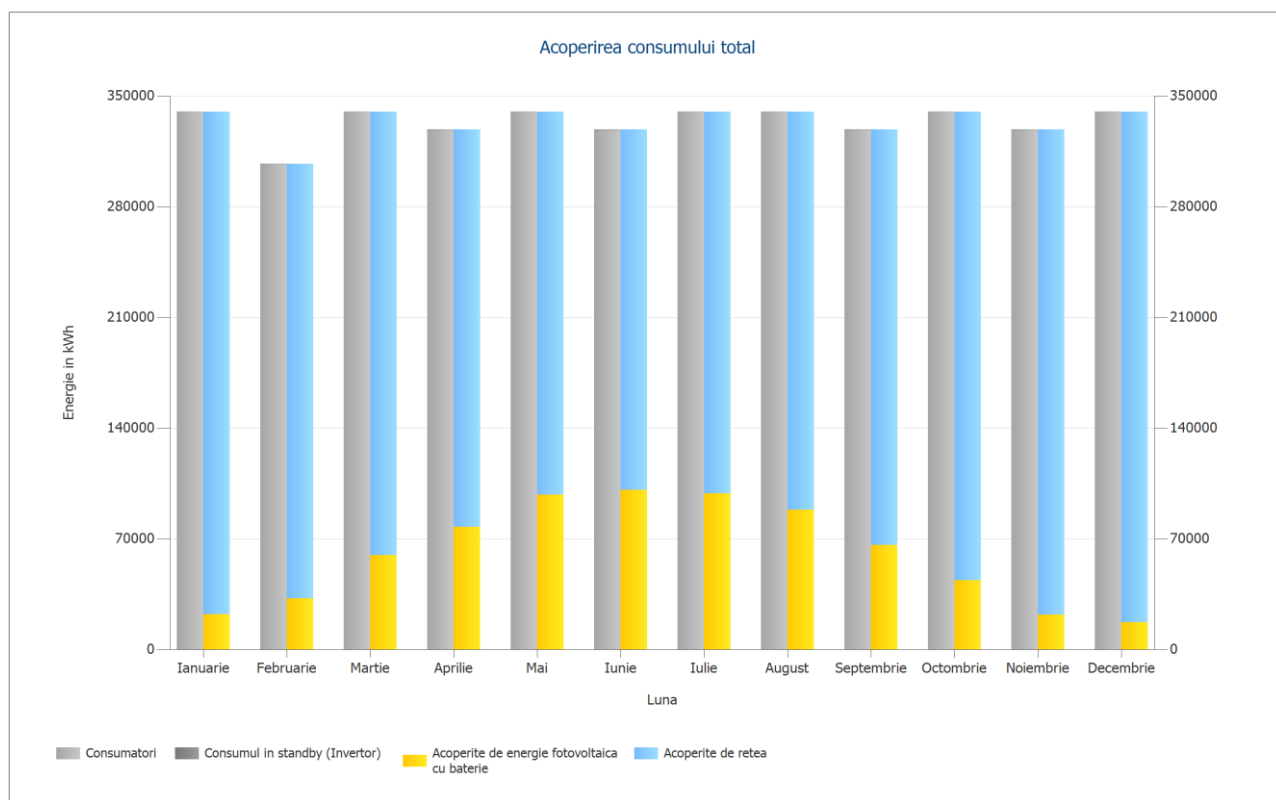


Figura: Acoperirea consumului total

Rezultate pe zona de modul

Open Area (Map Section)-Module Area West

Iesirea generatorului fotovoltaic	342,24 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 593,30 m ²
Radiatia globala pe modul	1282,70 kWh/m ²
Radiatie globala pe modul fara reflexie	1370,26 kWh/m ²
Raportul de performanta (PR)	77,56 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	363814,86 kWh/An
Randament anual specificat	1063,04 kWh/kWp

Open Area (Map Section)-Module Area East

Iesirea generatorului fotovoltaic	342,24 kWp
Suprafata generatorului fotovoltaic	1 593,30 m ²
Radiatia globala pe modul	1277,65 kWh/m ²
Radiatie globala pe modul fara reflexie	1364,84 kWh/m ²
Raportul de performanta (PR)	77,45 %
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	361808,91 kWh/An
Randament anual specificat	1057,18 kWh/kWp

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Bilantul energetic al sistemului fotovoltaic

Radiatia globala - orizontala	1 395,07 kWh/m²	
Abaterea de la spectrul standard	-13,95 kWh/m ²	-1,00 %
Reflectie la sol (Albedo)	2,10 kWh/m ²	0,15 %
Orientarea si inclinarea suprafetei modulului	-15,67 kWh/m ²	-1,13 %
Umbrire independenta de modul	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflectie pe suprafata modulului	-87,37 kWh/m ²	-6,39 %
Radiatia globala pe modul	1 280,18 kWh/m²	
	1 280,18 kWh/m ²	
	x 3186,594 m ²	
	= 4 079 404,16 kWh	
Radiatia globala fotovoltaica	4 079 404,16 kWh	
Poluare	0,00 kWh	0,00 %
Conversie STC (Eficienta nominala a modulului 21,48 %)	-3 202 985,56 kWh	-78,52 %
Energia fotovoltaica nominala	876 418,60 kWh	
Umbrire partiala specifica modulului	0,00 kWh	0,00 %
Performanta la lumina scazuta	-20 887,15 kWh	-2,38 %
Abatere de la temperatura nominala a modulului	-11 163,79 kWh	-1,30 %
Diode	0,00 kWh	0,00 %
Nepotrivire (informatii despre producator)	-16 887,35 kWh	-2,00 %
Nepotrivire (Configurare/ Umbrire)	0,00 kWh	0,00 %
Energie fotovoltaica (curent continuu) fara reglare in jos a inverterului	827 480,31 kWh	
Nu se ajunge la iesirea de pornire DC	-67,82 kWh	-0,01 %
Reglare in jos din cauza intervalului de tensiune MPP	0,00 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza curentului continuu maxim	0,00 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza puterii maxime de curent continuu	0,00 kWh	0,00 %
Reglare in jos din cauza raportului maxim dintre puterea de curent alternativ si cos phi	-3 494,61 kWh	-0,42 %
Ajustare MPP	-1 332,70 kWh	-0,16 %
Energie fotovoltaica (curent continuu)	822 585,18 kWh	
Energia la intrarea inverterului	822 585,18 kWh	
Incarca stocarea curentului continuu	0,00 kWh	-
Descarca stocarea curentului continuu	128,71 kWh	-
Abaterea tensiunii de intrare de la tensiunea nominala	-759,31 kWh	-0,09 %
Conversie Curent Continu/ Curent Alternativ	-15 705,96 kWh	-1,91 %
Consumul in standby (Inverter)	-155,59 kWh	-0,02 %
Pierderi totale de cablu	-80 624,86 kWh	-10,00 %
Energie fotovoltaica (curent alternativ) minus consumul in standby	725 468,17 kWh	
Energia generatorului fotovoltaic (retea curent alternativ)	725 623,76 kWh	

Analiza financiara

Prezentare generala

Datele sistemului

Alimentarea in retea in primul an (inclusiv degradarea modulelor)	149 kWh/An
Iesirea generatorului fotovoltaic	684,5 kWp
Punerea in functiune a sistemului	6/7/2025
Perioada de observatie	20 Ani
Dobanda la capital	0 %

Parametrii Economici

Rata interna de rentabilitate (IRR)	30,24 %
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	10 698 328,99 RON
Perioada de amortizare	3,3 Ani
Costuri de productie a energiei electrice	0,4663 RON/kWh

Sumarul platii

Costuri specifice de investitii	3 078,69 RON/kWp
Costuri de investitie	2 107 303,00 RON
Plati unice	0,00 RON
Subventii primite	0,00 RON
Costuri anuale	232 926,00 RON/An
Alte venituri sau economii	0,00 RON/An

Remunerare si economii

Compensarea totala in primul an	723 721,69 RON/An
Economii in primul an	160 456,11 RON/An

CEZ - Building System

Valabilitate	6/7/2025 - 6/6/2050
Remunerarea specifica de alimentare/export	0,5 RON/kWh
Tarif de alimentare	74,3866 RON/An
Remunerarea specifica pentru consumul propriu	1 RON/kWh
Tarif de autoconsum	723 647,30 RON/An

Example Private (Example)

Pretul energiei	0,2218 RON/kWh
Pret de baza	6,9 RON/Luna
Rata inflatiei pentru pretul energiei	2 %/An

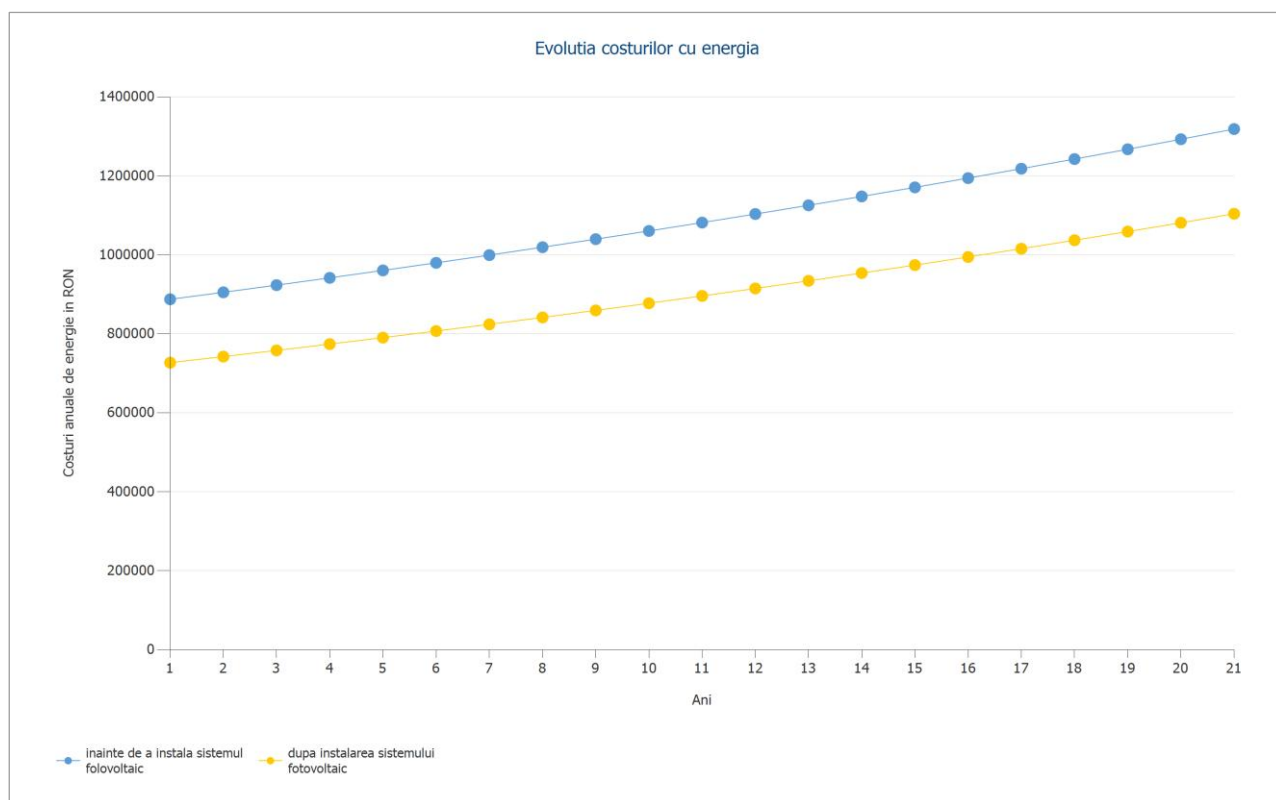


Figura: Evolutia costurilor cu energia

Cash flow

Cash flow

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Investitii	-	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
	2.107.303.00RO				
	N				
Cost operational	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON
Tarif de alimentare	RON703.534.32	RON720.093.95	RON716.466.21	RON712.838.47	RON709.210.73
Economii de energie electrica	RON159.476.60	RON162.844.77	RON165.264.79	RON167.716.47	RON170.200.09
Fluxul de numerar anual	-	RON650.012.72	RON648.805.00	RON647.628.94	RON646.484.82
	1.477.218.08RO				
	N				
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	-	-827.205.37RON	-178.400.37RON	RON469.228.57	RON1.115.713.39
	1.477.218.08RO				
	N				

Cash flow

	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON
Tarif de alimentare	RON705.583.00	RON701.955.26	RON698.327.52	RON694.699.78	RON691.072.04
Economii de energie electrica	RON172.716.04	RON175.264.41	RON177.845.83	RON180.460.18	RON183.108.20
Fluxul de numerar anual	RON645.373.04	RON644.293.66	RON643.247.35	RON642.233.96	RON641.254.25
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON1.761.086.43	RON2.405.380.10	RON3.048.627.45	RON3.690.861.41	RON4.332.115.66

Cash flow

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON
Tarif de alimentare	RON687.444.30	RON683.816.56	RON680.188.83	RON676.561.09	RON672.933.35
Economii de energie electrica	RON185.789.70	RON188.505.37	RON191.255.41	RON194.039.99	RON196.859.41
Fluxul de numerar anual	RON640.308.01	RON639.395.94	RON638.518.24	RON637.675.08	RON636.866.76
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON4.972.423.66	RON5.611.819.60	RON6.250.337.84	RON6.888.012.92	RON7.524.879.67

Cash flow

	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Investitii	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00	RON0.00
Cost operational	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON	-232.926.00RON
Tarif de alimentare	RON669.305.61	RON665.677.87	RON662.050.13	RON658.422.39	RON654.794.66
Economii de energie electrica	RON199.713.92	RON202.604.06	RON205.529.71	RON208.491.48	RON211.489.49
Fluxul de numerar anual	RON636.093.53	RON635.355.93	RON634.653.84	RON633.987.87	RON633.358.14
Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)	RON8.160.973.21	RON8.796.329.14	RON9.430.982.98	RON10.064.970.85	RON10.698.328.99

Ratele de degradare si crestere a preturilor se aplica lunar pe toata perioada de observatie. Acest lucru se face deja in primul an.

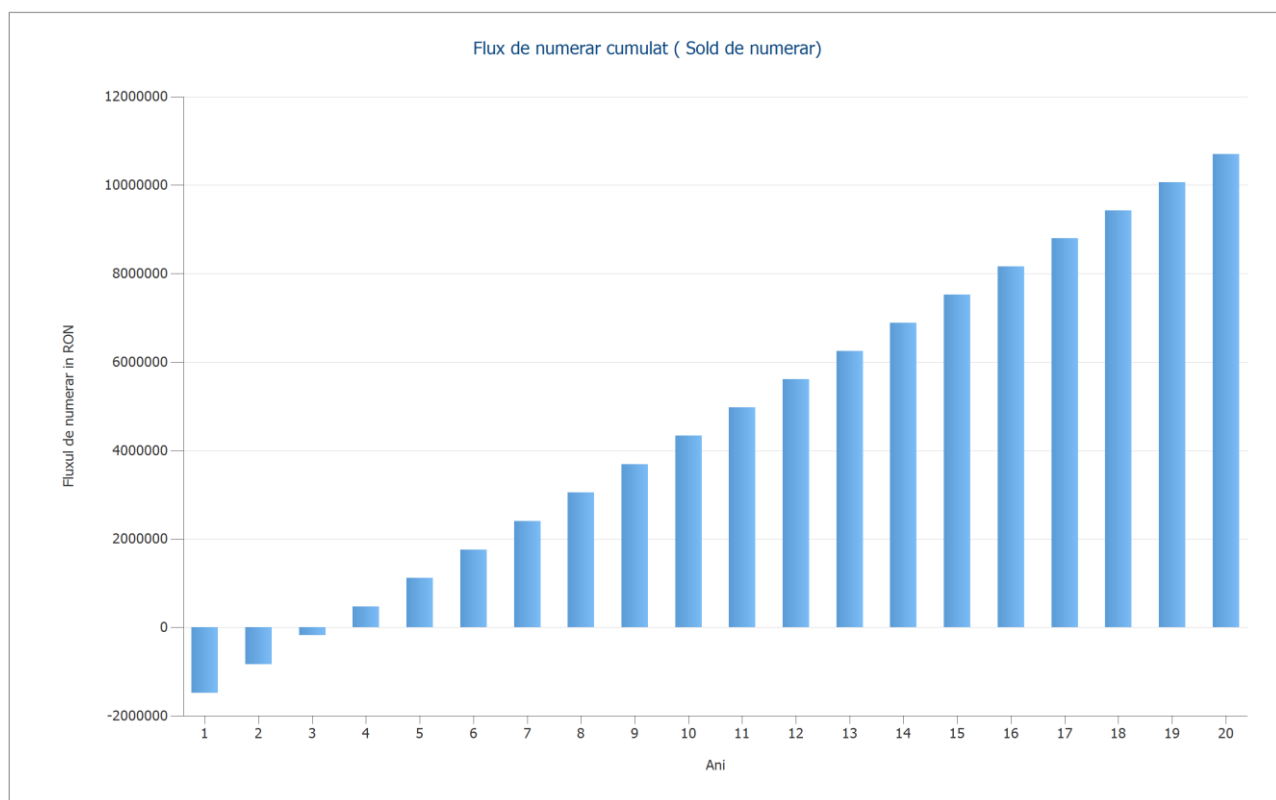


Figura: Flux de numerar cumulat (Sold de numerar)

Fise de date

Fisa de date a modulului fotovoltaic

Modul fotovoltaic: RCM-465-7NE (v1)

Producator	RECOM Technologies
Disponibil	Da

Date electrice

Tipul celulei	Siliciu monocristalin
Modul semicelula	Da
Numarul de celule	120
Numarul de diode de Bypass	3
Pierdere de tensiune pe dioda de bypass	1 V
Optimizator de putere integrat	Nu
Potrivit numai pentru invertoare cu transformator	Nu

Caracteristicile I/V la STC

Tensiune MPP	34,89 V
Curent MPP	13,33 A
Tensiune in circuit deschis	42,22 V
Curent de scurtcircuit	14,07 A
Cresterea tensiunii in circuit deschis inainte de stabilizare	0 %
Capacitate nominala	465 W
Factor de umplere	78,29 %
Eficienta	21,48 %

Caracteristicile sarcinii pariale I/V (calculat)

Sursa valorilor	Standard (Model cu doua diode)
Rezistenta in serie Rs	2,037e-03 Ω
Rezistenta paralela Rp	8,912 Ω
Parametrul curent de saturatie Cs1	350,0 A/K ³
Parametrul curent de saturatie Cs2	-2,65e-13 A/K ^(2,5)
Parametrul fotocurent C1	1,219e-02 m ² /V
Parametrul fotocurent C2	6,3e-06 m ² /(V*K)
Fotocurent	14,073 A

Parametrii suplimentari

Coeficientul de temperatura al Voc	-105,5 mV/K
Coeficientul de temperatura al Isc	6,3 mA/K
Coeficientul de temperatura al Pmpp	-0,29 %/K
Factor de corectie a unghiului (IAM)	95 %
Tensiunea maxima a sistemului	1500 V

Date mecanice

Latime	1134 mm
Inaltime	1909 mm
Adancime in mm	30 mm
Latimea cadrului	30 mm
Greutate	23,8 kg

Fisa de date a invertorului

Invertor: MAX 110KTL3-X LV (v2)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Date electrice - CC

Putere nominala	165 kW
Puterea CC maxima	165 kW
Tensiune nominala CC	600 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	320 A
Curent maxim de scurtcircuit	320 A
Numarul de intrari CC	20

Date electrice - CA

Putere nominala de curent alternativ	110 kW
Puterea AC maxima	121 kVA
Tensiune nominala de curent alternativ	230 V
Numarul de faze	3
Cu transformator	Nu

Date electrice - altele

Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	195 W
Consumul in standby	25 W
Consumul de noapte	1 W

Dispozitiv de urmarire MPP

Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	10

Dispozitiv de urmarire MPP 1-10

Curent maxim de intrare	32 A
Curent maxim de scurtcircuit	32 A
Putere maxima de intrare	18,75 kW
Tensiunea MPP minima	180 V
Tensiunea MPP maxima	1000 V

Invertor: MAX 50KTL3 LV (v1)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da

Date electrice - CC

Putere nominala	65 kW
Puterea CC maxima	65 kW
Tensiune nominala CC	585 V
Tensiune maxima de intrare	1100 V
Curent maxim de intrare	150 A
Curent maxim de scurtcircuit	150 A
Numarul de intrari CC	12

Date electrice - CA

Putere nominala de curent alternativ	50 kW
Puterea AC maxima	55,5 kVA
Numarul de faze	3
Cu transformator	Da

Date electrice - altele

Modificarea randamentului atunci cand tensiunea de intrare deviaza de la tensiunea nominala	0,2 %/100V
Puterea de alimentare minima	100 W
Consumul in standby	25 W
Consumul de noapte	1 W

Dispozitiv de urmarire MPP

Interval de iesire < 20% din puterea nominala	99,5 %
Interval de iesire > 20% din puterea nominala	99,9 %
Numarul de dispozitive de urmarire MPP	6

Dispozitiv de urmarire MPP 1-6

Curent maxim de intrare	25 A
Curent maxim de scurtcircuit	25 A
Putere maxima de intrare	16 kW
Tensiunea MPP minima	200 V
Tensiunea MPP maxima	1000 V

Fisa de date a bateriei sistemului

Sistem de baterii: WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh) (v2)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da
Invertoare de baterie	
Capacitate nominala	100 kW
Puterea maxima de incarcare	100 kW
Puterea maxima de descarcare	100 kW
Tip de cuplare	Cuplaj de circuit intermediar de curent continuu
Baterie	
Producator baterie	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Model	APX 14.3P-B1 (v1)
Cantitate	14 (14x1)
Tensiunea sistemului bateriei de curent continuu	716,8 V
Energia utilizabila a bateriei	180,6 kWh
Capacitatea la t=10h	280 Ah

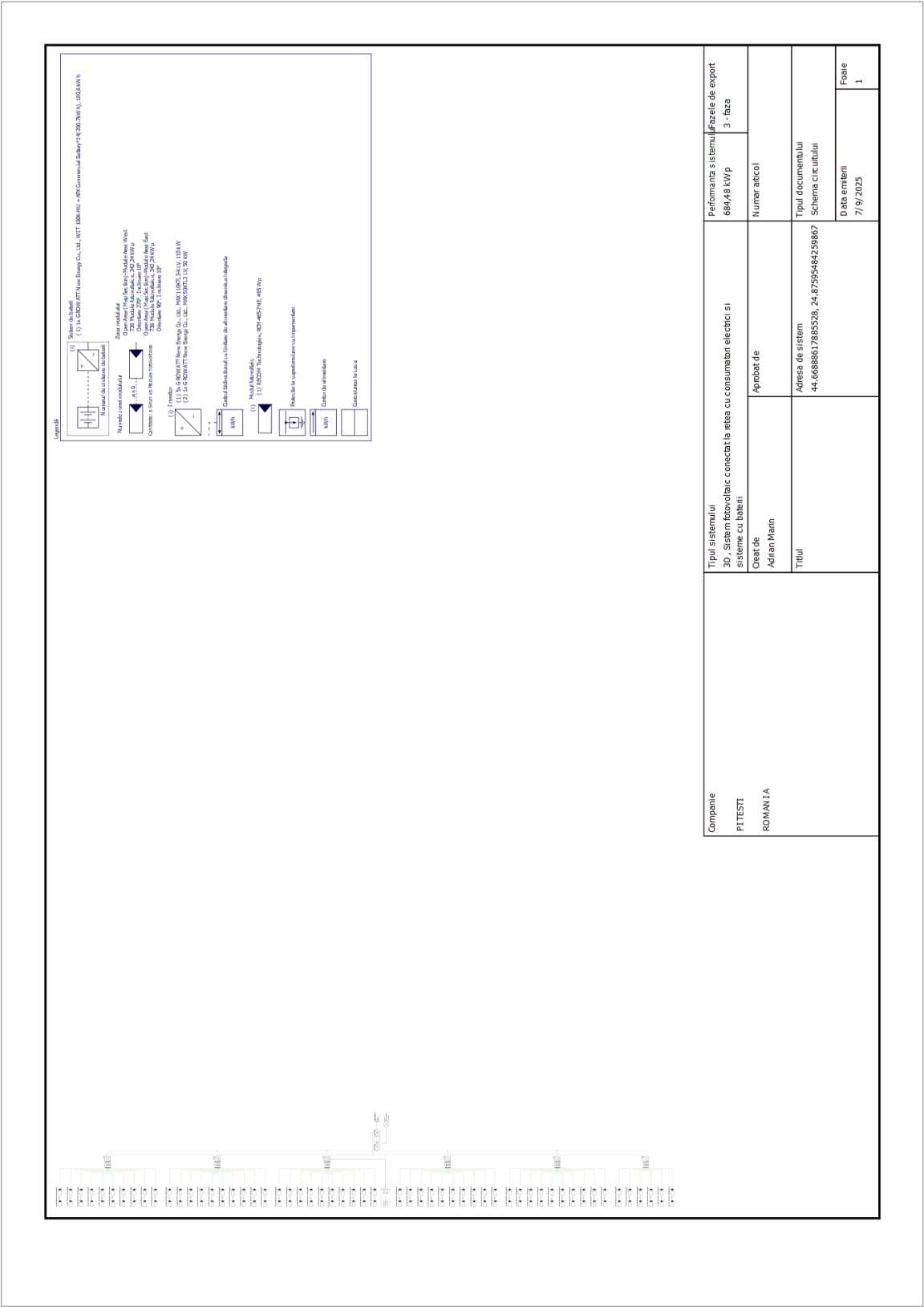
Fisa de date a bateriei

Baterie: APX 14.3P-B1 (v1)

Producator	GROWATT New Energy Co., Ltd.
Disponibil	Da
Date electrice	
Tipul bateriei	Fosfat de litiu fier
Tensiunea celulei	3,2 V
Numarul de celule in serie	16
Tensiune nominala	51,2 V
Numarul de siruri de baterie	1
Rezistenta interna	1,5 mΩ
Autodescarcare	3 %/Luna
Durabilitate in cicluri de incarcare-descarcare (DoD = 40 %)	5100
Date mecanice	
Lungime	920 mm
Latime	245 mm
Inaltime	510 mm
Greutate	135 kg

Planuri si lista de piese

Schema circuitului



Companie PITESTI ROMANIA	Tipul sistemului 3D - Sistem fotovoltaic conectat la rețea cu consumatori electrice și sisteme cu baterii		Performanța sistemului 684,48 kWp	Fazele de export 3 - faza
	Creat de Adrian Marin	Aprobat de	Numar articol	
	Titlul		Tipul documentului Schema circuitului	
			Adresa de sistem 44.6688861788528, 24.8759548425967	
		Data emiterii 7/9/2025		Foarte 1

Plan de ansamblu

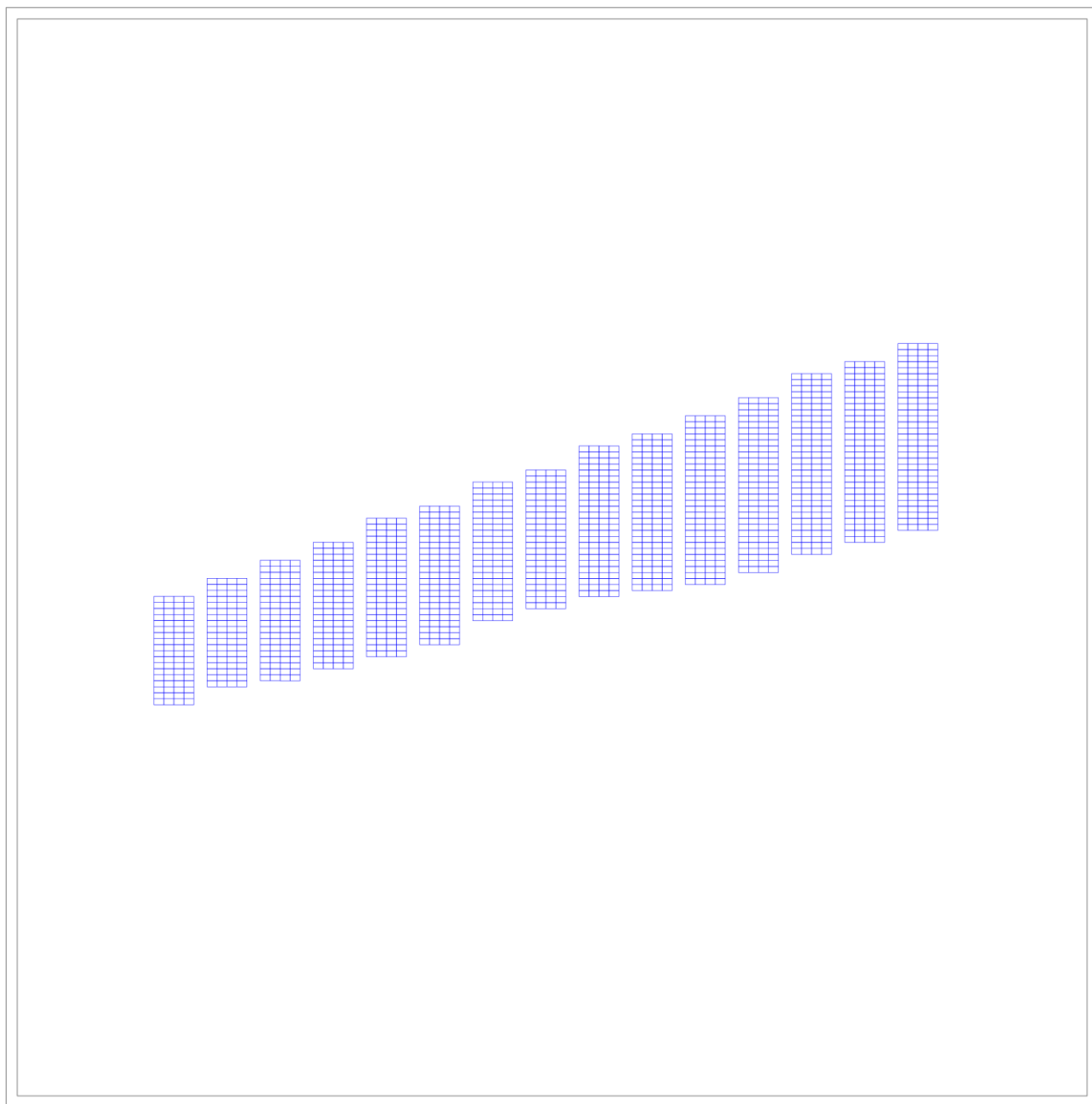


Figura: Plan de ansamblu

Planul de dimensiuni

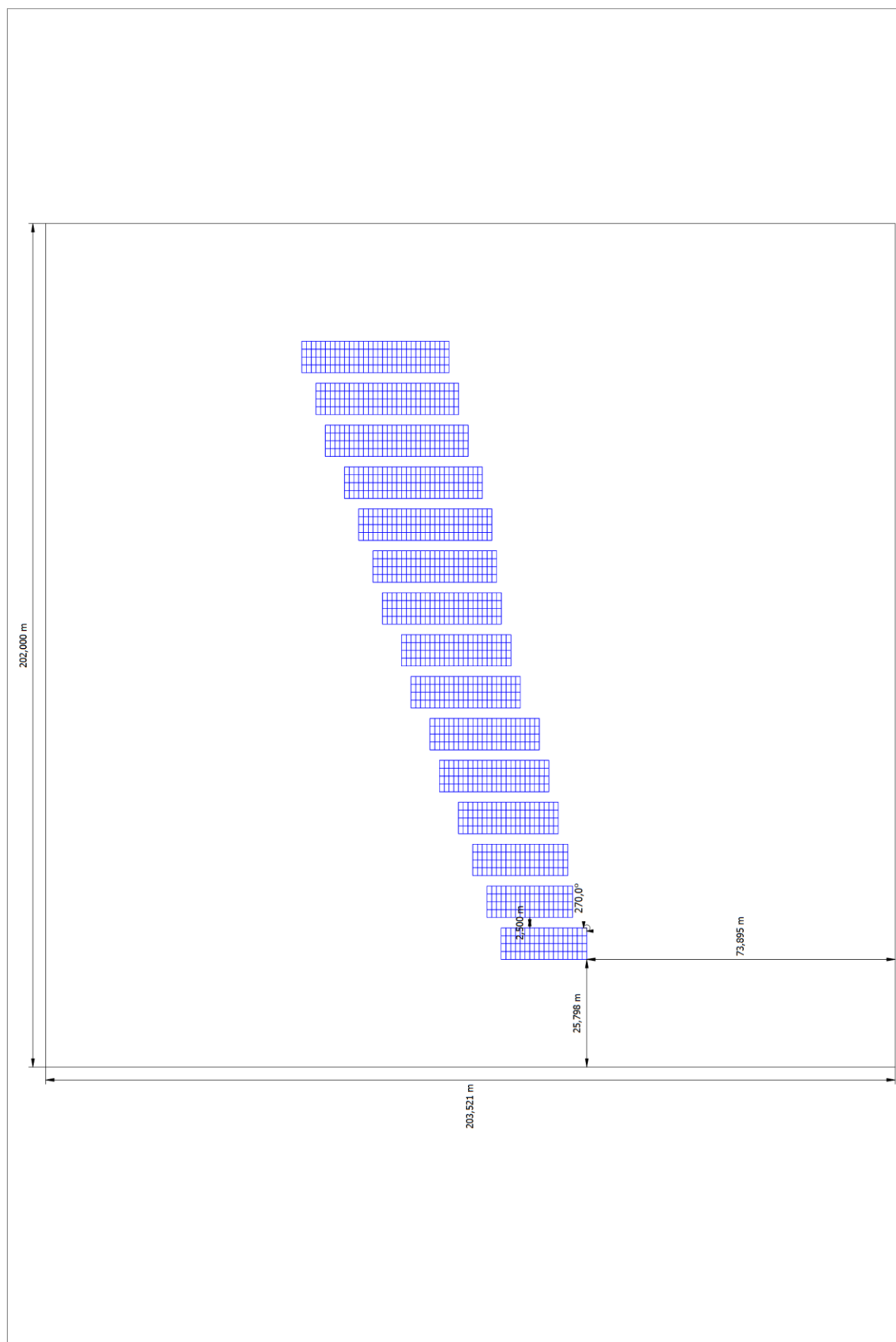


Figura: Open Area (Map Section) - Area South

Planul de sir

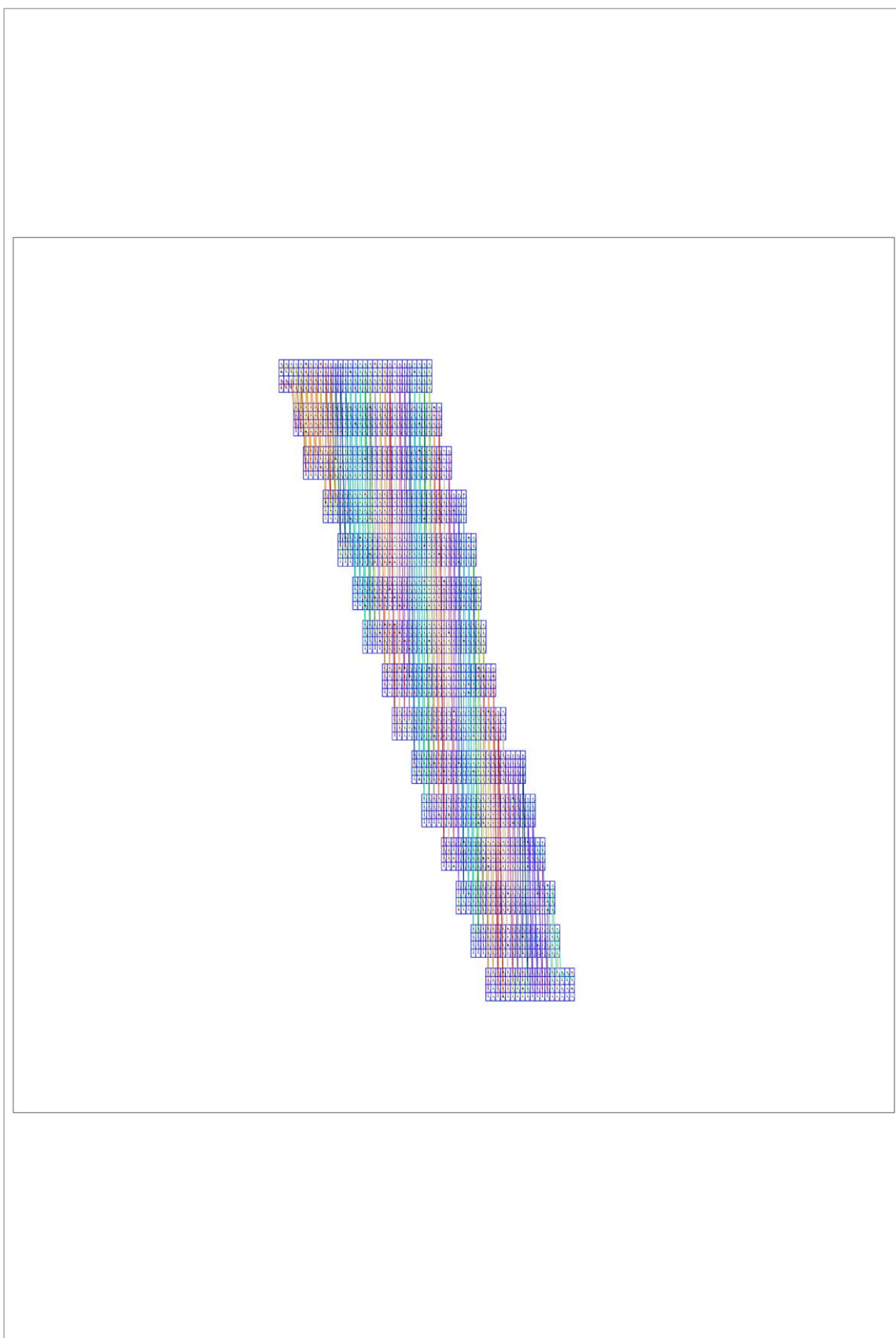


Figura: Open Area (Map Section) - Area South

Lista de componente

Lista de componente

#	Tip	Numar de articol	Prodicator	Nume	Cantitate	Unitate
1	Modul fotovoltaic		RECOM Technologies	RCM-465-7NE	1472	Bucata
2	Invertor		GROWATT New Energy Co., Ltd.	MAX 110KTL3-X LV	5	Bucata
3	Invertor		GROWATT New Energy Co., Ltd.	MAX 50KTL3 LV	1	Bucata
4	Sistem de baterii		GROWATT New Energy Co., Ltd.	WIT 100K-HU +APX Commercial Battery*14(200.7kWh)	1	Bucata
5	Componente			Contor de alimentare	1	Bucata
6	Componente			Conexiunea la casa	1	Bucata
7	Componente			Control bidirectional cu limitare de alimentare dinamica integrata	1	Bucata

SCENARIUL 1 CEF COMEFIN



Proiectant,
OPEN INVEST CONSULTING S.R.L.
 Str. PINILOR NR. 18, SMEURA, ARGEȘ

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

În lei/euro la cursul 4.9763 lei/euro

							4,9763
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei	Valoare fără euro	TVA euro	Valoare cu TVA euro
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții							
2.1	Alimentare cu apa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2	Canalizare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3	Alte utilitati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii	5 971,56	1 134,60	7 106,16	1 200,00	228,00	1 428,00
	3.1.1. Studii de teren	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
	3.1.3. Alte studii specifice în funcție de specificul investiției	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică a construcțiilor existente, a structurilor și/sau, după caz, a proiectelor tehnice, inclusiv întocmirea de către expertul tehnic a raportului de expertiză tehnică	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	37 322,25	7 091,23	44 413,48	7 500,00	1 425,00	8 925,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate						
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	64 691,90	12 291,46	76 983,36	13 000,00	2 470,00	15 470,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	59 715,60	11 345,96	71 061,56	12 000,00	2 280,00	14 280,00
	3.7.2. Auditul financiar	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.8	Asistență tehnică	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	1 492,89	283,65	1 776,54	300,00	57,00	357,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		112 962,01	21 462,79	134 424,80	22 700,00	4 313,00	27 013,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1	Construcții și instalații	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
4.1.2	Structura metalică pentru montaj la sol	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	432 042,37	82 088,05	514 130,42	86 820,00	16 495,80	103 315,80
4.2.1	Montaj instalație la sol+PV - manopera	432 042,37	82 088,05	514 130,42	86 820,00	16 495,80	103 315,80
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1 135 183,60	215 684,88	1 350 868,49	228 118,00	43 342,42	271 460,42
4.3.1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1 135 183,60	215 684,88	1 350 868,49	228 118,00	43 342,42	271 460,42
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		1 841 231,00	349 833,89	2 191 064,89	370 000,00	70 300,00	440 300,00
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de șantier	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	1 492,89	283,65	1 776,54	300,00	57,00	357,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC calculată potrivit prevederilor Legii nr. 10/1995 privind calitatea în construcții	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5.2.3. Cota aferentă ISC calculată potrivit prevederilor Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare , ATR	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
Total capitol 5		5 971,56	1 134,60	7 106,16	1 200,00	228,00	1 428,00
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste							
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț							
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		0	0	0	0,00	0	0
TOTAL GENERAL		1 990 022,37	378 104,26	2 368 126,63	399 900,00	75 981,00	475 881,00
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		738 393,35	140 294,74	878 688,08	148 382,00	28 192,58	176 574,58





Amenajare teren, costuri in lei si euro la cursul de 4.9763lei/euro

4,9763

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli			Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		buc/ml	pret unitar euro	Lei	Lei	Lei	euro	euro	euro
1	2			3	4	5	6	7	8
1	Alei de acces interior + nivelare teren	200mp		24 881,50	4 727,49	29 608,99	5 000,00	950,00	5 950,00
2	Curățare și îndepărtare vegetație spontană	3000mp		4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3	Împrejmuire teren	455ml		-	-	-	-	-	-
Total				29 857,80 lei	5 672,98 lei	35 530,78 lei	6 000,00 €	1 140,00 €	7 140,00 €

Deviz pe obiect nr.02

Instalatie pentru captarea si transformarea energiei solare, putere instalata de 0.6 MW trifazat, costuri in lei si in euro la cursul de 4.9763 lei/euro

4,9763

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli			Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		buc/ml	pret unitar euro	Lei	Lei	Lei	euro	euro	euro
1	2			3	4	5	6	7	8
1	Structura de rezistenta			274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
1.1	Structura metalica pentru montaj la sol	684	80,5	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale			432 042,37	82 088,05	514 130,42	86 820,00	16 495,80	103 315,80
2.1	Montaj instalatie la sol+PV manopera (per 1 KW)	684	105	357 397,87	67 905,59	425 303,46	71 820,00	13 645,80	85 465,80
2.2	Montaj invertore, tablouri electrice și conectare PV	6	2 500	74 644,50	14 182,46	88 826,96	15 000,00	2 850,00	17 850,00
3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj			1 135 183,60	215 684,88	1 350 868,49	228 118,00	43 342,42	271 460,42
3.1	Panou fotovoltaic Bifacial 620Wp	1104	82	450 494,49	85 593,95	536 088,44	90 528,00	17 200,32	107 728,32
3.2	Invertor Sungrow SG 50 CX	1	2 975	14 804,49	2 812,85	17 617,35	2 975,00	565,25	3 540,25
3.3	Invertor Sungrow SG 110 CX	5	4 230	105 248,75	19 997,26	125 246,01	21 150,00	4 018,50	25 168,50
3.4	Tablou general+TB conectare invertor	2	4 105	40 855,42	7 762,53	48 617,95	8 210,00	1 559,90	9 769,90
3.5	Conductor PV legatura 6mm rosu/negru	15000	0,90	67 180,05	12 764,21	79 944,26	13 500,00	2 565,00	16 065,00
3.6	Cablu AC2XABY 1 X95	1140	26	147 497,53	28 024,53	175 522,06	29 640,00	5 631,60	35 271,60
3.7	Subsistem stocare 225 KWh	1	54 500	271 208,35	51 529,59	322 737,94	54 500,00	10 355,00	64 855,00
3.9	Elemente racord MT + diverse	1	7615	37 894,52	7 199,96	45 094,48	7 615,00	1 446,85	9 061,85
TOTAL				1 841 231,00	349 833,89	2 191 064,89	370 000,00	70 300,00	440 300,00

SCENARIUL 2 CEF COMEFIN



Proiectant,
OPEN INVEST CONSULTING S.R.L.
 Str. PINILOR NR. 18, SMEURA, ARGEȘ

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

În lei/euro la cursul 4.9763 lei/euro

							4,9763
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei	Valoare fără euro	TVA euro	Valoare cu TVA euro
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții							
2.1	Alimentare cu apă	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.2	Canalizare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.3	Alte utilitati	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii	5 971,56	1 134,60	7 106,16	1 200,00	228,00	1 428,00
3.1.1.	Studii de teren	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
3.1.3.	Alte studii specifice în funcție de specificul investiției	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică a construcțiilor existente, a structurilor și/sau, după caz, a proiectelor tehnice, inclusiv întocmirea de către expertul tehnic a raportului de expertiză tehnică	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	37 322,25	7 091,23	44 413,48	7 500,00	1 425,00	8 925,00
3.5.1.	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.2.	Studiu de fezabilitate						
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	29 857,80	5 672,98	35 530,78	6 000,00	1 140,00	7 140,00
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	64 691,90	12 291,46	76 983,36	13 000,00	2 470,00	15 470,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	59 715,60	11 345,96	71 061,56	12 000,00	2 280,00	14 280,00
3.7.2.	Auditul financiar	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.8	Asistență tehnică	4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
3.8.1.1.	pe perioada de execuție a lucrărilor	1 492,89	283,65	1 776,54	300,00	57,00	357,00
3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sanatare - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		112 962,01	21 462,78	134 424,79	22 700,00	4 313,00	27 013,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1	Construcții și instalații	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
4.1.2	Structura metalica pentru montaj la sol	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	449 061,31	85 321,65	534 382,96	90 240,00	17 145,60	107 385,60
4.2.1	Montaj instalatie la sol+PV - manopera	449 061,31	85 321,65	534 382,96	90 240,00	17 145,60	107 385,60
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1 235 446,10	234 734,76	1 470 180,85	248 266,00	47 170,54	295 436,54
4.3.1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1 235 446,10	234 734,76	1 470 180,85	248 266,00	47 170,54	295 436,54
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		1 958 512,44	372 117,36	2 330 629,80	393 568,00	74 777,92	468 345,92
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de șantier	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1 492,89	283,65	1 776,54	300,00	57,00	357,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC calculată potrivit prevederilor Legii nr. 10/1995 privind calitatea în construcții,	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.3.	Cota aferentă ISC calculată potrivit prevederilor Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare , ATR	2 488,15	472,75	2 960,90	500,00	95,00	595,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	995,26	189,10	1 184,36	200,00	38,00	238,00
Total capitol 5		5 971,56	1 134,60	7 106,16	1 200,00	228,00	1 428,00
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste							
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț							
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		0	0	0	0,00	0	0
TOTAL GENERAL		2 107 303,81	400 387,72	2 507 691,53	423 468,00	80 458,92	503 926,92
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		755 412,29	143 528,34	898 940,63	151 802,00	28 842,38	180 644,38



CEF COMEFIN 0,6 MW

Deviz pe obiect nr. 01



Amenajare teren, costuri in lei si euro la cursul de 4.9763lei/euro

4,9763

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli			Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		buc/ml	pret unitar euro	Lei	Lei	Lei	euro	euro	euro
1	2			3	4	5	6	7	8
1	Alei de acces interior + nivelare teren	200mp		24 881,50	4 727,49	29 608,99	5 000,00	950,00	5 950,00
2	Curățare și îndepărtare vegetație spontană	3000mp		4 976,30	945,50	5 921,80	1 000,00	190,00	1 190,00
3	Împrejmuire teren	455ml		-	-	-	-	-	-
Total				29 857,80 lei	5 672,98 lei	35 530,78 lei	6 000,00 €	1 140,00 €	7 140,00 €

Deviz pe obiect nr.02

Instalatie pentru captarea si transformarea energiei solare, putere instalata de 0.6 MW trifazat, costuri in lei si in euro la cursul de 4.9763 lei/euro

4,9763

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli			Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		buc/ml	pret unitar euro	Lei	Lei	Lei	euro	euro	euro
1	2			3	4	5	6	7	8
1	Structura de rezistenta			274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
1.1	Structura metalica pentru	684	80,5	274 005,03	52 060,96	326 065,99	55 062,00	10 461,78	65 523,78
2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale			449 061,31	85 321,65	534 382,96	90 240,00	17 145,60	107 385,60
2.1	Montaj instalatie la sol+PV manopera (per 1 KW)	684	110	374 416,81	71 139,19	445 556,01	75 240,00	14 295,60	89 535,60
2.2	Montaj invertoare, tablouri electrice si conectare PV	6	2 500	74 644,50	14 182,46	88 826,96	15 000,00	2 850,00	17 850,00
3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj			1 235 446,10	234 734,76	1 470 180,85	248 266,00	47 170,54	295 436,54
3.1	Panou fotovoltaic Bifacial 465 Wp ctq.1	1472	73	534 733,29	101 599,33	636 332,62	107 456,00	20 416,64	127 872,64
3.2	Invertor Sungrow SG 50 CX sau echivalent	1	2 975	14 804,49	2 812,85	17 617,35	2 975,00	565,25	3 540,25
3.3	Invertor Sungrow SG 110 CX sau echivalent	5	4 230	105 248,75	19 997,26	125 246,01	21 150,00	4 018,50	25 168,50
3.4	Tabloul general+TB conectare	2	4 105	40 855,42	7 762,53	48 617,95	8 210,00	1 559,90	9 769,90
3.5	Conductor PV legatura 6mm	18000	0,90	80 616,06	15 317,05	95 933,11	16 200,00	3 078,00	19 278,00

3.6	Cablu AC	1160	26	150 085,21	28 516,19	178 601,40	30 160,00	5 730,40	35 890,40
3.7	Subsistem stocare 225 KWh	1	54 500	271 208,35	51 529,59	322 737,94	54 500,00	10 355,00	64 855,00
3.9	Elemente racordare MT + diverse	1	7615	37 894,52	7 199,96	45 094,48	7 615,00	1 446,85	9 061,85
TOTAL				1 958 512,44	372 117,36	2 330 629,80	393 568,00	74 777,92	468 345,92



Anexa 5

PERIOADĂ ESTIMATĂ PENTRU IMPLEMENTARE - 12 LUNI = 52 SAPTĂMÂNI = 364 ZILE

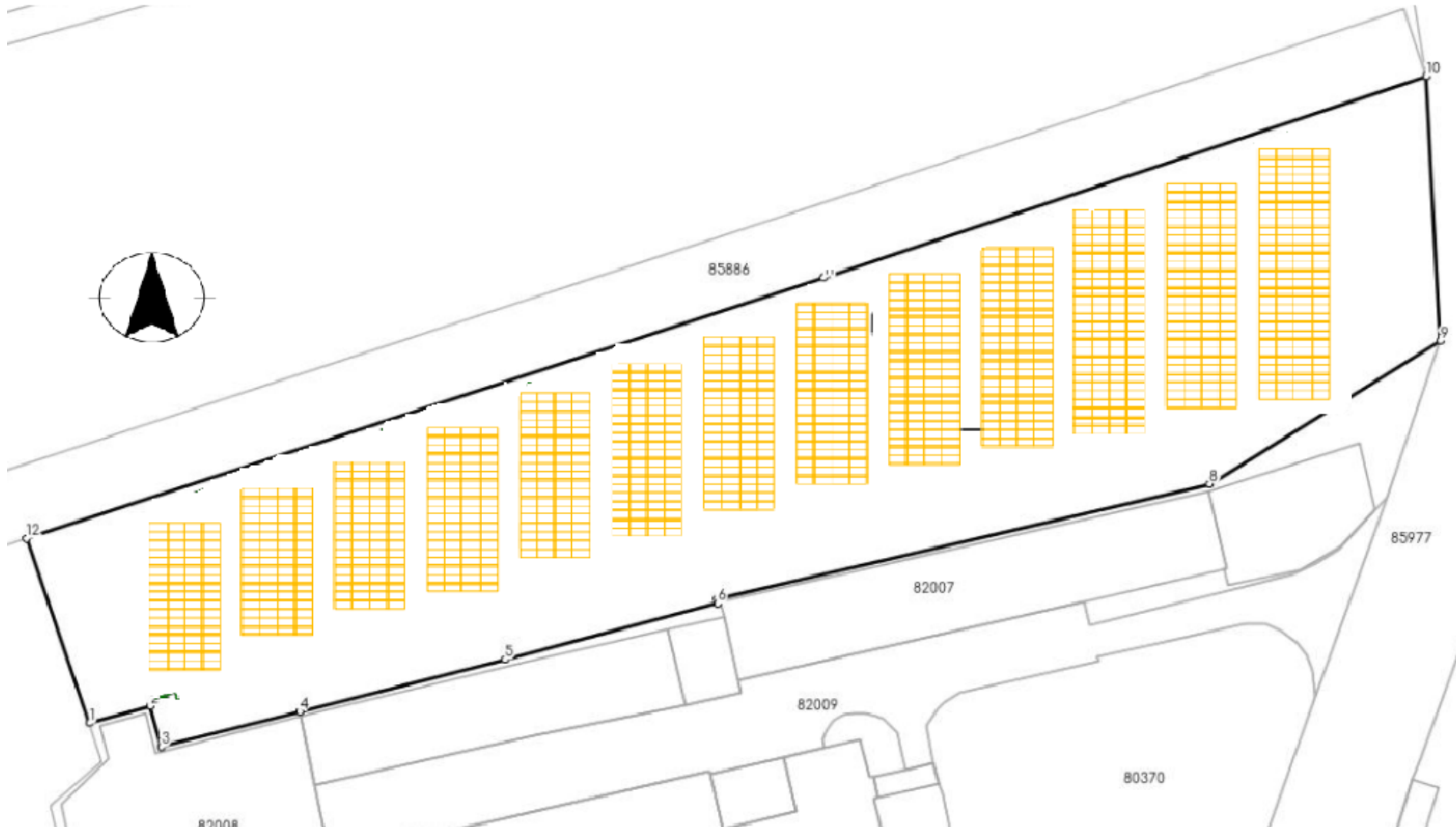
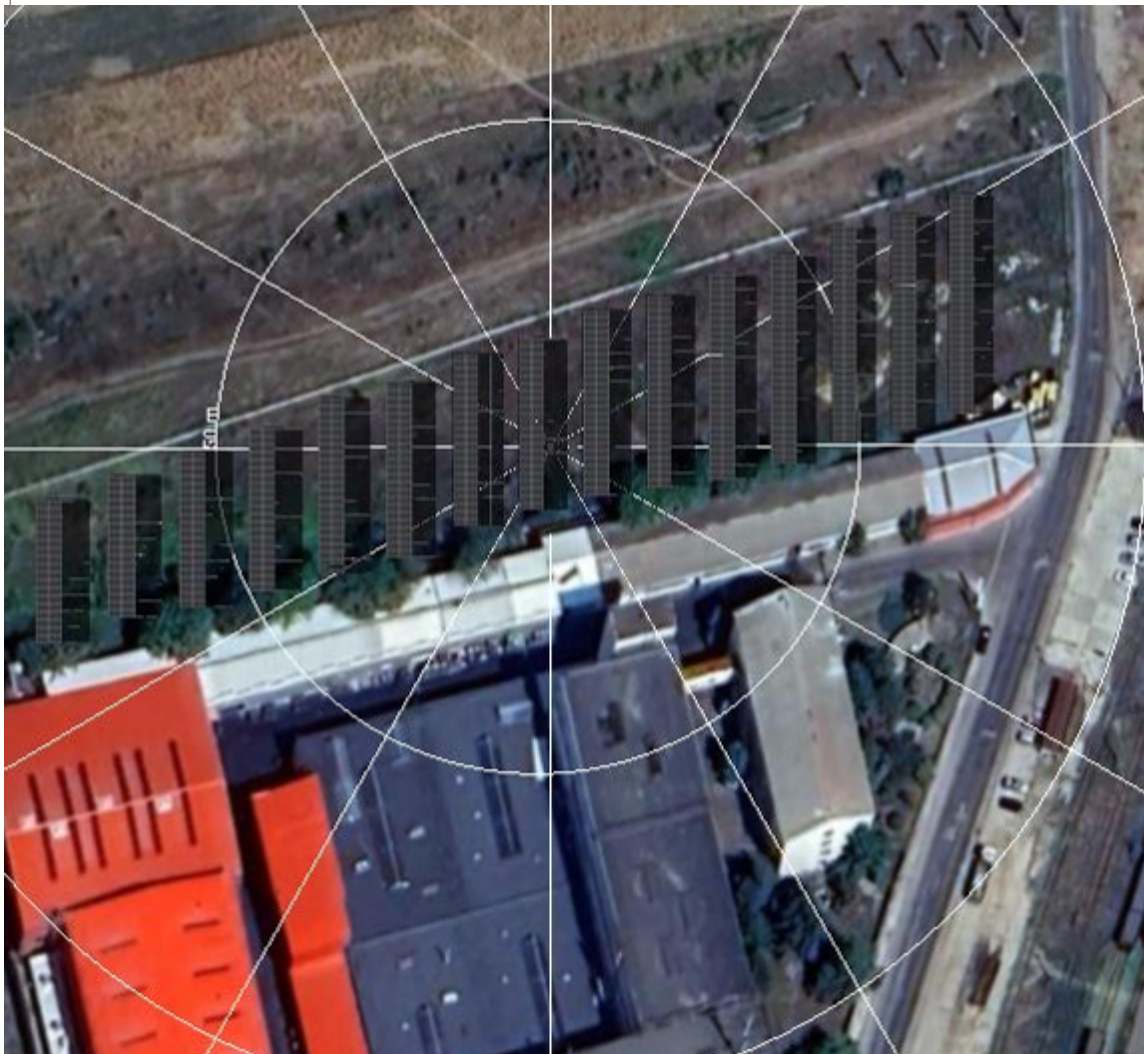


	“Implementarea unei noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile-centrală fotovoltaică”	Valori actualizate	Anexa 8 - Fluxul de numerar Scenariul 1 (lei)																				
Nr. crt.	Indicatori financiari -lei	VAN	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
1	Venituri incrementale	997,44	0,00	75,83	75,53	75,22	74,92	74,62	74,32	74,03	73,73	73,44	73,14	72,85	72,56	72,27	71,98	71,69	71,40	71,12	70,83	70,55	70,27
2	Economia de costuri generata de sistem	4 986 209,19	0,00	379 068,47	377 552,19	376 041,99	374 537,82	373 039,67	371 547,51	370 061,32	368 581,07	367 106,75	365 638,32	364 175,77	362 719,06	361 268,19	359 823,12	358 383,82	356 950,29	355 522,49	354 100,40	352 684,00	351 273,26
A	Total intrări	4 987 206,63	-	379 144,30	377 627,72	376 117,21	374 612,74	373 114,29	371 621,83	370 135,34	368 654,80	367 180,18	365 711,46	364 248,62	362 791,62	361 340,46	359 895,09	358 455,51	357 021,69	355 593,61	354 171,23	352 754,55	351 343,53
	Total costuri incrementale	3 196 758,01	0,00	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	349 308,54	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30
1	Costuri de inlocuire		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		120 053,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Cost asigurare		0,00	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30
3	Cost paza		0,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00
4	Cost mentenanta		0,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00
5	Costuri de lichidare a inv.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	Comision credit+dobanda		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	Total ieșiri	3 196 758,01		229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	349 308,54	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30
C	Total costuri investiții	1 990 022,37	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D	Flux de numerar net		0,00	149 889,00	148 372,42	146 861,91	145 357,44	143 858,99	142 366,53	140 880,04	139 399,50	137 924,88	16 402,93	134 993,32	133 536,32	132 085,16	130 639,79	129 200,21	127 766,39	126 338,31	124 915,93	123 499,25	122 088,23
E	Flux de numerar net CUMULAT		0,00	149 889,00	298 261,42	445 123,33	590 480,77	734 339,75	876 706,29	1 017 586,33	1 156 985,83	1 294 910,72	1 311 313,64	1 446 306,96	1 579 843,29	1 711 928,44	1 842 568,24	1 971 768,45	2 099 534,84	2 225 873,15	2 350 789,08	2 474 288,33	2 472 877,31
G	Flux de numerar net actualizat cu investitia		(1 990 022,37)	149 889,00	148 372,42	146 861,91	145 357,44	143 858,99	142 366,53	140 880,04	139 399,50	137 924,88	16 402,93	134 993,32	133 536,32	132 085,16	130 639,79	129 200,21	127 766,39	126 338,31	124 915,93	123 499,25	122 088,23
	RRF/C		2,79%	->VAN 0,00																			
	Rata de actualizare considerata		4,00%																				
	VANF/C		-199 573,75																				
	VANF/Ca		(199 573,75)																				



	"Implementarea unei noi capacități de producție de energie electrica electrică din surse regenerabile-centrală fotovoltaica"	Valori actualizate	Anexa 9 - Fluxul de numerar Scenariul 2 (lei)																				
Nr. crt.	Indicatori financiari -lei	VAN	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
1	Venituri incrementale	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Economia de costuri generata de sistem	4 745 668,47	0,00	360 781,75	359 338,62	357 901,27	356 469,66	355 043,78	353 623,61	352 209,12	350 800,28	349 397,08	347 999,49	346 607,49	345 221,06	343 840,18	342 464,82	341 094,96	339 730,58	338 371,66	337 018,17	335 670,10	334 327,42
A	Total intrări	4 745 668,47	-	360 781,75	359 338,62	357 901,27	356 469,66	355 043,78	353 623,61	352 209,12	350 800,28	349 397,08	347 999,49	346 607,49	345 221,06	343 840,18	342 464,82	341 094,96	339 730,58	338 371,66	337 018,17	335 670,10	334 327,42
	Total costuri incrementale	3 200 287,41	0,00	232 925,87	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	349 308,54	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30
1	Costuri de inlocuire			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	120 053,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	Cost asigurare		0,00	58 755,37	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30	55 200,30
4	Cost paza		0,00	99 526,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00	99 460,00
5	Cost mentenanta		0,00	74 644,50	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00	74 595,00
6	Costuri de lichidare a inv.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	Comision credit+dobanda		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	Total ieșiri	3 200 287,41		232 925,87	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	349 308,54	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30	229 255,30
C	Total costuri investiții	2 107 303,81	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
D	Flux de numerar net		0,00	127 855,88	130 083,32	128 645,97	127 214,36	125 788,48	124 368,31	122 953,82	121 544,98	120 141,78	-1 309,05	117 352,19	115 965,76	114 584,88	113 209,52	111 839,66	110 475,28	109 116,36	107 762,87	106 414,80	105 072,12
E	Flux de numerar net CUMULAT		0,00	127 855,88	257 939,20	386 585,17	513 799,53	639 588,02	763 956,33	886 910,14	1 008 455,12	1 128 596,90	1 127 287,85	1 244 640,04	1 360 605,80	1 475 190,68	1 588 400,20	1 700 239,85	1 810 715,13	1 919 831,49	2 027 594,35	2 134 009,15	2 132 666,47
G	Flux de numerar net actualizat cu investitia		(2 107 303,81)	127 855,88	130 083,32	128 645,97	127 214,36	125 788,48	124 368,31	122 953,82	121 544,98	120 141,78	-1 309,05	117 352,19	115 965,76	114 584,88	113 209,52	111 839,66	110 475,28	109 116,36	107 762,87	106 414,80	105 072,12
	RRE/C		0,61%	->VAN 0,00																			
	Rata de actualizare considerata																						4,00%
	VANF/C																						
	VANF/C	(561 922,75)																					





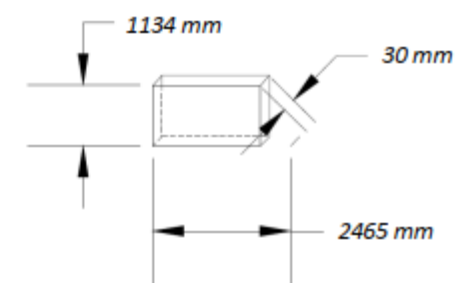
LEGENDĂ:

692 x 435 Recom - Lynx Series - N-Type -
Bifacial: 620 Wp

 Panou fotovoltaic sticla-sticla

Dimensiune panou prevăzută în proiect:

- Lungime : 2 465 mm
- Lățime : 1 134 mm
- Grosime: 30



LOC. COSTEȘTI
CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ
(CEF COMEFIN) 0,6 MW
nr. Cadastral 84334

Suprafața măsurată conform CF = 6 200 mp
Suprafața utilizată pentru proiect: 4000 mp

Putere instalată: 600 kW

Proiect:	PLAN AMPLASARE - CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ		
Beneficiar:	COMEFIN SA		
Proiectant general:	OPEN INVEST CONSULTING SRL		
Proiectant de specialitate:	OPEN INVEST CONSULTING SRL.		
Titlul Plansei:		Scara:	Data: Iunie 2025
Plan de situație și încadrare în zonă		Proiect nr.	15
Proiectat	ing. ADRIAN MARIN	Este interzisă copierea, multiplicarea și imprumutarea documentației fără aprobarea scrisă a emitentului.	
Desenat	ing. ADRIAN MARIN		
Sef proiect	ing. ADRIAN MARIN		
		Faza:	SF-DTAC
		Planșa nr.	1

1
DUPLICAT

Solicităm autentificarea prezentului înscris:

CONVENȚIE
pentru constituirea unui drept real de
SUPERFICIE



Art. 1. PĂRȚILE CONTRACTANTE

1.1. Societatea "OMNIUM DISTRIBUTION" S.R.L., persoană juridică română, cu sediul social în mun. Pitești, B-dul Ion C. Brătianu nr. 48-52, camera 509, etaj 5, județ Argeș, având număr de înregistrare la Registrul Comerțului de pe lângă Tribunalul Argeș J2001000481033, CUI 14151828 și Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC. J2001000481033 - reprezentată de asociat și administrator **BADEA SILVIU-ALEXANDRU**, domiciliat în mun. Pitești, str. Egalității nr. 48, jud. Argeș, identificat cu CI seria AZ nr. 355569, emisă de SPCLEP Pitești la data de 30.07.2020, având CNP 1760827035014, împuternicit în baza Deciziei Consiliului de Administrație nr. 1/30.06.2025, -----

*în calitate de proprietară a suprafeței de 6.200 mp teren arabil situat în intravilanul orașului Costești, strada Industriei, Tarla 31, Parcela 2226, județ Argeș – identificat cu număr cadastral 84334 și înscris în Cartea Funciară nr. 84334 a localității Costești, conform Încheierii nr. 27110/29.11.2019, emisă de Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Costești, denumită în continuare **PROPRIETAR**, pe de o parte -----*

și

1.2. Societatea "COMEFIN" S.A., persoană juridică română, cu sediul social în oraș Costești, str. Industriei nr. 36, județ Argeș, având număr de înregistrare la Registrul Comerțului de pe lângă Tribunalul Argeș J1991000958039, CUI 161880 și Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC. J1991000958039 - reprezentată de administrator **Societatea UNITED SYSTEMS AND SERVICES SRL**, cu sediul în municipiul Pitești, str. George Coșbuc nr. 59, Pavilion Administrativ, camera 3, jud. Argeș, număr de ordine în Registrul Comerțului: J3/1077/2004, Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC.J03/1077/2004, Cod unic de înregistrare: 16525490, prin **PĂUN ELENA-DANIELA**, domiciliată în com. Bascov, sat Uiasca, str. Violetelor nr. 4, jud. Argeș, identificată cu CI seria AZ nr. 174523, emisă de SPCLEP Pitești la data de 14.06.2017 și valabil până la data de 04.12.2027, având CNP 2751204034972, împuternicită în baza Deciziei Consiliului de Administrație nr. 1/23.06.2025, -----

*în calitate de beneficiară a dreptului de superficie, denumită în continuare **SUPERFICIARUL**, pe de altă parte, -----*

au convenit încheierea, în temeiul dispozițiilor art. 693 – 702 Noul Cod Civil, precum și a dispozițiilor art. 551 Noul Cod Civil, a prezentei **Convenții pentru constituirea unui drept real de superficie** în următoarele condiții: -----

Art. 2. OBIECTUL CONTRACTULUI

Prin prezentul contract **PROPRIETARUL** constituie un drept de superficie în favoarea **SUPERFICIARULUI** asupra terenului în suprafață de 6.200 mp teren arabil situat în intravilanul orașului Costești, strada Industriei, Tarla 31, Parcela 2226, județ Argeș, având limitele și configurația care rezultă din documentația cadastrală avizată de OCPI Argeș sub nr. 22756/2019. -----

Terenul este identificat cu număr cadastral 84334 și este înscris în Cartea Funciară nr. 84334 a localității Costești, conform Încheierii nr. 27110/29.11.2019, emisă de Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Costești. -----

RĂMÂNE
ALBĂ

Dreptul de superficie se constituie, în temeiul dispozițiilor art. 693 Cod civil, în vederea edificării pe acest teren a unui sistem fotovoltaic pentru producerea de energie electrică, în conformitate cu reglementările PUD/ PUZ/ PUG și a oricăror alte construcții secundare precum, însă nelimitativ: bransamente de utilități, posturi de transformare, platforme betonate, împrejmuire teren și a oricăror alte investiții necesare desfășurării activității sale, toate proprietate a Superficiarului. -----

PROPRIETARUL a dobândit dreptul de proprietate asupra terenului prin cumpărare, conform Contractului de vânzare-cumpărare autentificat sub nr. 2350/28.11.2019, de către BIN Stan Ana – mun. Pitești, jud. Argeș. Terenul este complet liber, neamenajat. -----

Terenul este liber de orice sarcini sau servituți, astfel cum rezultă din Extrasul de Carte Funciară pentru autentificare nr. 17799/01.07.2025, eliberat de Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Costești, terenul nu a fost scos din circuitul civil în temeiul vreunui act normativ de trecere în proprietatea statului, nu au fost încheiate acte cu terțe persoane cu privire la acest teren ce ar putea leza liniștită proprietate și posesie a superficiarului, nu a format și nu formează obiectul nici unui litigiu judecătoresc și nu este supus procedurii de executare silită. -----

Impozitele și taxele aferente terenului sunt achitate la zi, cum rezultă din Certificatul de atestare fiscală nr. 14120/02.07.2025, eliberat de Primaria orașului Costești, jud. Argeș. --

Art. 3. PREȚUL CONTRACTULUI

Dreptul de superficie se acordă *cu titlu oneros*. -----

Prețul superficiei, respectiv contravaloarea constituirii dreptului de superficie în favoarea SUPERFICIARULUI constă într-o redevență anuală, în cuantum de 1.500 EUR (omiecincisute Euro), la care se aplică cota legală de TVA la data facturării și care se va achita anticipat în primul trimestru al fiecărui an, începând cu anul 2026, în baza Facturii emise de Proprietar. -----

Plata se va face în lei, la cursul BNR al Euro din ziua facturării. -----

Art. 4. DURATA CONTRACTULUI

Dreptul de superficie se constituie *pe toată durata existenței construcțiilor ce se vor edifica pe acest teren*, dar nu mai puțin de 10 (zece) de ani, cu începere de astăzi, data autentificării prezentului înscris, respectând dispozițiile art. 694 Cod civil. Durata contractului poate fi prelungită de părțile contractante prin Act adițional la prezentul contract. -----

Art. 5. DREPTURILE ȘI OBLIGAȚIILE SUPERFICIARULUI

- SUPERFICIARUL dobândește prin prezentul contract, dreptul de a exercita posesia și folosința asupra terenului, precum și dreptul de a dispune de substanța lui în limitele impuse de necesitatea finalizării și folosirii viitoarelor construcții (amenajări etc.); -----

- SUPERFICIARUL este mandatat să depună diligențele pentru obținerea tuturor avizelor și autorizațiilor necesare edificării viitoarelor construcții; -----

- SUPERFICIARUL va suporta toate cheltuielile și investițiile determinate de edificarea construcțiilor viitoare (avize, autorizații, cheltuieli de întreținere, amenajări etc.). -

- SUPERFICIARUL se obligă să exploateze terenul în scopul propus, ca un bun gospodar, respectând prevederile Autorizației, ale legii și ale prezentei convenții. -----

RĂMÂNE
ALBĂ

- *SUPERFICIARUL* se obligă ca activitățile pe care le va desfășura pe teren să nu creeze nici o contaminare a mediului care să depășească limitele impuse de legislația română în vigoare, iar acesta va obține toate avizele, aprobările, permisele sau autorizațiile necesare pentru activitățile pe care le va desfășura, pe cheltuiala sa, și va fi singurul responsabil privind respectarea normelor de mediu în vigoare. -----

- *SUPERFICIARUL* se obligă să folosească exclusiv pentru sine construcțiile propuse spre edificare, nicio altă persoană juridică sau fizică neputând obține niciunul dintre drepturile de folosință sau de proprietate asupra construcțiilor, fără acordul prealabil al proprietarului terenului. -----

- *SUPERFICIARUL* va suporta plata taxelor și impozitelor datorate pentru construcțiile pe care le va edifica, potrivit legislației în vigoare. -----

Art. 6. DREPTURILE ȘI OBLIGAȚIILE PROPRIETARULUI

- *PROPRIETARUL* va continua să dețină dreptul de proprietate asupra terenului ce face obiectul prezentului contract, grevat de dreptul de folosință, întreținere, operare și acces al *SUPERFICIARULUI*. -----

- *PROPRIETARUL* terenului, prin reprezentant, se obligă: -----

- să garanteze *SUPERFICIARULUI* folosința liniștită și utilă a terenului; -----
- să garanteze pe *SUPERFICIAR* contra evicțiunii provenită atât din fapta lor, cât și din fapta terților; -----
- să garanteze pe *SUPERFICIAR* cu privire la orice tulburare exercitată de terți în legătură cu folosința terenului și să se abțină ei înșiși de la asemenea tulburări. -----

Art. 7. ÎNCETAREA CONVENȚIEI

Convenția încetează de drept la expirarea termenului pentru care a fost încheiată. -----

Înainte de acest termen poate înceta: -----

- de comun acord, prin voința părților contractante; -----
- prin consolidare, dacă terenul și construcțiile devin proprietatea aceleiași persoane; -----
- alte cauze prevăzute de lege. -----

La încetarea contractului de suprafață, părțile contractante vor decide de comun acord cui va reveni pe viitor dreptul de proprietate asupra construcțiilor. -----

Art. 8. FORȚA MAJORĂ

Forța majoră exonerează părțile de răspundere în cazul executării necorespunzătoare sau cu întârziere a obligațiilor asumate prin prezenta convenție. -----

Prin forță majoră se înțelege un eveniment independent de voința părților, imprevizibil și insurmontabil, apărut după încheierea convenției și care împiedică părțile să-și execute obligațiile asumate. -----

Art. 9. LITIGII

Litigiile ce decurg din acest contract, inclusiv cele referitoare la validitatea, interpretarea, executarea ori desființarea prezentului contract se vor soluționa de către instanțele judecătorești competente. -----

Prezentul contract se completează cu dispozițiile Codului civil și cu cele ale Codului de procedură civilă. -----

RĂMÂNE
ALBĂ

Noi, părțile, declarăm că înainte de semnarea contractului am citit personal cuprinsul acestuia, constatând că el corespunde voinței și condițiilor stabilite de noi de comun acord, drept pentru care semnăm mai jos. -----

Actul a fost tehnoredactat și autentificat la Societatea Profesională Notarială Stan & Asociații, cu sediul în mun. Pitești, strada Egalității nr. 33, etaj 2, biroul nr. 5, jud. Argeș, într-un exemplar original care rămâne în arhiva biroului notarial și 5 (cinci) duplicate, din care unul va rămâne în arhiva biroului notarial și patru exemplare au fost eliberate părților. --

PROPRIETAR,

Societatea "OMNIUM DISTRIBUTION" S.R.L.

prin asociat și administrator

s.s. *BADEA SILVIU-ALEXANDRU*

SUPERFICIAR,

Societatea "COMEFIN" S.A.

prin reprezentantă

s.s. *PĂUN ELENA-DANIELA*

RĂMĂNE
ALBĂ



ROMÂNIA
UNIUNEA NAȚIONALĂ A NOTARILOR PUBLICI
SOCIETATE PROFESIONALĂ NOTARIALĂ STAN & ASOCIAȚII
Licența de funcționare nr. 45/4340/08.02.2021
Sediul: mun. Pitești, str. Egalității nr. 33, etaj II, biroul nr. 5, jud. Argeș
Tel.: 0248/210744, Fax: 0248/210790

ÎNCHEIERE DE AUTENTIFICARE NR. 1304

Anul 2025 luna IULIE ziua 14

În fața mea, STAN ANDREI-TIBERIU, notar public, la sediul biroului, s-au prezentat:

1. *BADEA SILVIU-ALEXANDRU*, domiciliat în mun. Pitești, str. Egalității nr. 48, jud. Argeș, identificat cu CI seria AZ nr. 355569, emisă de SPCLEP Pitești la data de 30.07.2020, având CNP 1760827035014, în calitate de asociat și administrator al *Societății "OMNIUM DISTRIBUTION" S.R.L.*, persoană juridică română, cu sediul social în mun. Pitești, B-dul Ion C. Brătianu nr. 48-52, camera 509, etaj 5, județ Argeș, având număr de înregistrare la Registrul Comerțului de pe lângă Tribunalul Argeș J2001000481033, CUI 14151828 și Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC. J2001000481033, împuternicit în baza Deciziei Consiliului de Administrație nr. 1/30.06.2025; -----

2. *PĂUN ELENA-DANIELA*, domiciliată în com. Bascov, sat Uiasca, str. Violetelor nr. 4, jud. Argeș, identificată cu CI seria AZ nr. 174523, emisă de SPCLEP Pitești la data de 14.06.2017 și valabil până la data de 04.12.2027, având CNP 2751204034972, în calitate de reprezentantă a *Societății UNITED SYSTEMS AND SERVICES SRL*, cu sediul în municipiul Pitești, str. George Coșbuc nr. 59, Pavilion Administrativ, camera 3, jud. Argeș, număr de ordine în Registrul Comerțului: J3/1077/2004, Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC.J03/1077/2004, Cod unic de înregistrare: 16525490 – administrator al *Societății "COMEFIN" S.A.*, persoană juridică română, cu sediul social în oraș Costești, str. Industriei nr. 36, județ Argeș, având număr de înregistrare la Registrul Comerțului de pe lângă Tribunalul Argeș J1991000958039, CUI 161880 și Identificator Unic la Nivel European (EUID): ROONRC. J1991000958039, împuternicită în baza Deciziei Consiliului de Administrație nr. 1/23.06.2025, -----

care, după ce a citit actul, a declarat că i-a înțeles conținutul, că cele cuprinse în act reprezintă voința sa, a consimțit la autentificarea prezentului înscris și a semnat unicul exemplar original. -----

În temeiul art. 12 lit. b) din Legea notarilor publici și a activității notariale nr. 36/1995, republicată, cu modificările ulterioare, SE DECLARĂ AUTENTIC PREZENTUL ÎNSCRIS. ----

S-a perceput tarif ANCPI, cu codul 2.3.1., în sumă de 393 lei, cu OP/2025; -----

Onorariul notarial este de 1.500 lei, la care se adaugă Taxa pe Valoarea Adăugată în sumă de 285 lei, încasat cu OP/2025; -----

NOTAR PUBLIC,
STAN ANDREI-TIBERIU
S.S. / L.S.

Prezentul duplicat s-a întocmit în cinci exemplare, de STAN ANDREI-TIBERIU, notar public, astăzi, data autentificării actului, are aceeași forță probantă ca originalul și constituie titlu executoriu în condițiile legii.

NOTAR PUBLIC,
STAN ANDREI-TIBERIU

RĂMÂNE
ALBĂ

**EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ
PENTRU INFORMARE**

Carte Funciară Nr. 84334 Costești

Nr. cerere	15110
Ziua	30
Luna	05
Anul	2025

Cod verificare
100189951253



A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	84334	6.200	Teren neimprejmuit;

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
27110 / 29/11/2019		
Contract De Vânzare-Cumpărare nr. 2350, din 28/11/2019 emis de Stan Ana;		
B2	Intabulare, drept de PROPRIETATE, dobandit prin Conventie, cota actuala 1/1 1) OMNIUM DISTRIBUTION SRL, CIF:14151828	A1

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

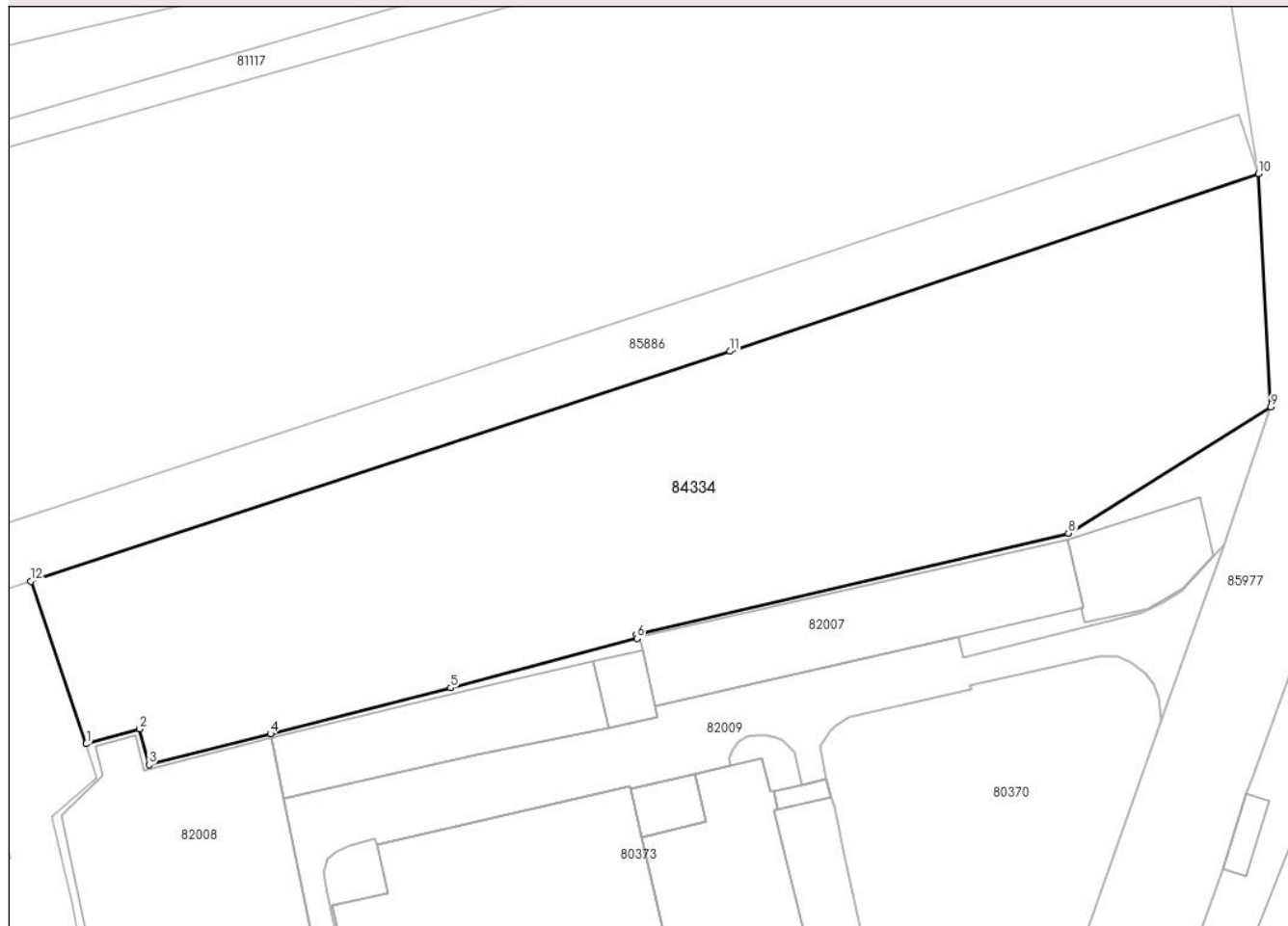
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
84334	6.200	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	arabil	DA	6.200	31	2226	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m)
1	2	7.922
2	3	5.285
3	4	17.89
4	5	26.577
5	6	27.489
6	7	0.484

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m))
7	8	63.347
8	9	34.022
9	10	33.32
10	11	79.638
11	12	105.023
12	1	24.5

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa **www.ancpi.ro/verificare**, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

30/05/2025, 12:19

Acest document se eliberează gratuit pentru proprietarii imobilelor. Pentru alți solicitanți, costul extrasului este de 25 de lei la ghișeu, respectiv 20 de lei dacă este obținut online prin platforma <http://epay.ancpi.ro>

Distributie Energie Oltenia S.A**societate administrata in sistem dualist**

cu sediul in Municipiul CRAIOVA, str. CALEA SEVERINULUI nr. 97,P,2,3,4,

Cod poștal 200769 Județul Dolj

Telefon/fax/: 0251215002/0251215004

E-mail: distributie@distributieoltenia.ro

LC: 0050153359

Nr. 060035006809 din 25.10.2019

Unitatea Centrala/COER Pitești

AVIZ TEHNIC DE RACORDARE
PENTRU CONSUMATORI NECASNICI
Nr. 001200054275 din 25.10.2019

Ca urmare a Cererii înregistrate cu nr. 060035006809 din data 09.10.2019, având ca scop Racordarea unui loc de consum nou definitiv, pentru locul de consum ce aparține utilizatorului SC COMEFIN SA/ _____, cu domiciliul/sediul în județul Arges, municipiul/orașul/comuna COSTESTI (AG), satul _____, sectorul _____, codul poștal 115200, str. INDUSTRIEI nr. 36, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____, telefon/fax _____/ _____ e-mail ion.ilie@gic.ro și a analizării documentației anexate acesteia, depusă complet la data 09.10.2019,

în conformitate cu prevederile Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumit în continuare Regulament, se aprobă racordarea la rețeaua electrică a locului de consum PERMANENT SEDIU (denumirea locului de consum) amplasat în județul Arges municipiul/ orașul/ comuna COSTESTI (AG) satul _____ sectorul _____ cod poștal 115200, str. INDUSTRIEI nr. 36 bl. _____ sc. _____ et. _____ ap. _____ telefon/fax _____/ _____ e-mail _____, nr. cadastral _____ (numai dacă este disponibil), în condițiile menționate în continuare.

1. Puterea aprobată:

		Situația existentă în momentul emiterii avizului *	Puterea aprobată pentru organizare de șantier, valabilă până la data **	Evoluția puterii aprobate ***				
				Etapă I, valabilă de la data	Etapă a II-a, valabilă de la data	Etapă a III-a, valabilă de la data	Etapă a IV-a, valabilă de la data	Etapă finală, valabilă de la data 26.01.2020
Puterea maxima ce poate fi absorbită****	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2055,556
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1850,000

* În situația unui loc de consum existent se completează puterea aprobată prin certificatul de racordare sau prin avizul tehnic de racordare, în situația în care locul de consum a fost pus sub tensiune înainte de intrarea în vigoare a Regulamentului și încă nu a fost emis certificat de racordare.

** Se completează numai în situația unui utilizator permanent care a solicitat racordarea atât a obiectivului, cât și a organizării de șantier în vederea realizării acestuia și instalația de racordare pentru organizare de șantier utilizează integral sau parțial instalația de racordare pentru etapa finală.

*** Sunt cuprinse datele privind evoluția puterii aprobate de la punerea în funcțiune a obiectivului pentru locurile de consum noi, respectiv din momentul modificării puterii aprobate pentru locurile de consum existente. Aceste date sunt valabile fie pentru situația unui loc de consum permanent, fie pentru un loc de consum temporar. În situația unui loc de consum care se dezvoltă într-o singură etapă se completează numai coloana corespunzătoare etapei finale.

**** În cazul unui deținător de rețea electrică de interes public, datele se completează pe total nod de consum. În anexa la prezentul aviz se regăsește repartizarea puterii totale aprobate pe locurile de consum și/sau de producere racordate sau care urmează să fie racordate la rețeaua respectivă, fără a fi precizați titularii acestora.

indicându- i conținutul, respectiv obligațiile care urmează a fi asumate de proprietarul terenului" (numai documentele aplicabile situației respective).

6. (1) Valoarea tarifului de racordare, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz și explicitată în fișa de calcul anexată, este **190.40** lei, inclusiv TVA.
(2) Valoarea menționată pentru tariful de racordare se actualizează la încheierea contractului de racordare, dacă tarifele aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, pe baza cărora a fost stabilit, au fost modificate prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Actualizarea în acest caz se face în condițiile stabilite prin ordinul de aprobare a noilor tarife.
(3) Dacă tariful de racordare a fost stabilit integral sau parțial pe bază de deviz general, acesta se actualizează la încheierea contractului de racordare în funcție de prețurile echipamentelor și/sau ale materialelor în vigoare la data încheierii contractului de racordare.
7. (1) O dată cu tariful de racordare, utilizatorul va plăti operatorului de rețea, conform prevederilor Regulamentului, suma de **0.00** lei inclusiv TVA, stabilită în fișa de calcul anexată, drept compensație bănească pe care acesta o va transmite utilizatorului care a suportat costul instalației de racordare realizată inițial pentru el însuși și la care urmează să se racordeze utilizatorul.
(2) Utilizatorul va primi, în condițiile prevederilor Regulamentului o compensație bănească, dacă la instalația de racordare prevăzută la punctul 2 vor fi racordați și alți utilizatori, în primii 5 ani de la punerea în funcțiune a acesteia.
8. (1) În situația prevăzută la art. 31 din Regulament, utilizatorul are obligația să constituie o garanție financiară în favoarea operatorului de rețea, în valoare de **0.00** lei inclusiv TVA, reprezentând 0.0% din valoarea tarifului de racordare, cu următoarea/următoarele formă/forme: _____.
(2) Termenul în care utilizatorul are obligația să constituie garanția financiară prevăzută la alin. (1), situațiile în care garanția financiară poate fi executată de operatorul de rețea, precum și situațiile în care aceasta încetează/se restituie utilizatorului se prevăd în contractul de racordare.
9. (1) Termenul estimat pentru realizarea de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire este pentru lucrările precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (i) și pentru lucrările precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (ii).
(2) Termenul și condițiile de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (i) se prevăd în contractul de racordare.
(3) Necesitatea realizării lucrărilor de întărire precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (ii) este influențată de apariția locurilor de consum/de consum și de producere care au fost luate în considerare în calculele pentru regimurile de funcționare ce au determinat lucrările de întărire respective.
(4) Costurile pentru realizarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice care nu pot fi finanțate de operatorul de rețea în perioada imediat următoare sunt în valoare de **0.00** lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (i), și **0.00** lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la pct. 2 lit. d) subpct. (ii) (se completează numai dacă este cazul).
(5) În situația în care, din următoarele motive: _____, operatorul de rețea nu are posibilitatea realizării lucrărilor de întărire până la data solicitată pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre următoarele variante:
a) renunțarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;
b) amânarea realizării obiectivului pe amplasamentul respectiv până la finalizarea lucrărilor de întărire de către operatorul de rețea; în acest caz, utilizatorul și operatorul de rețea încheie contractul de racordare cu obligația operatorului de rețea de a realiza lucrările de întărire la termenul precizat la alin. (1);
c) dezvoltarea în etape a obiectivului cu încadrarea în limita de putere aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire, precizată în tabelul de la pct. 1;
d) achitarea costurilor care revin operatorului de rețea pentru lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare, în cazul în care motivul întârzierii se datorează faptului că respectivele costuri nu sunt prevăzute în programul de investiții al operatorului de rețea. În condițiile în care utilizatorul optează pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli se returnează de către operatorul de rețea printr-o modalitate convenită între părți, ce urmează a fi prevăzută în contractul de racordare.
10. (1) Operatorul de rețea proiectează și execută lucrările prevăzute la punctul 2 cu personal propriu, sau atribuie contractul de achiziție publică pentru proiectare/executare de lucrări unui operator economic atestat, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.
(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), operatorul de rețea poate contracta lucrările pentru proiectarea, obținerea autorizației de construire pentru instalația de racordare în numele operatorului de rețea și/sau execuția instalației de racordare și cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, însă numai în condițiile în care utilizatorul solicită în scris acest lucru operatorului de rețea înainte de încheierea contractului de racordare. În acest caz, tariful de racordare precizat la pct. 6 alin. (1) se recalculează conform prevederilor Regulamentului, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales.
11. (1) Lucrările pentru realizarea instalațiilor de utilizare se execută pe cheltuiala utilizatorului de către o persoană autorizată, sau un operator economic atestat potrivit legii pentru categoria respectivă de lucrări. Valoarea acestor lucrări nu este inclusă în tariful de racordare.
(2) Executantul instalației de utilizare, precum și utilizatorul vor respecta normele și reglementările în vigoare privind realizarea și exploatarea instalațiilor electrice. Utilizatorul va asigura, pe propria lui cheltuială, funcționarea

- 17.(1)** În situația în care prezentul aviz tehnic de racordare este emis pentru un loc de consum definitiv, acesta este valabil până la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobată pentru etapa finală, menționată la pct. 1, dacă nu intervine anterior una dintre situațiile prevăzute la alin. (2).
- (2)** În cazul în care este emis pentru un loc de consum definitiv, prezentul aviz tehnic de racordare își încetează valabilitatea în următoarele situații:
- a) în termen de 12 luni de la emiterie, dacă nu a fost încheiat contractul de racordare;
 - b) la rezilierea contractului de racordare cărui îi este anexat.
- 18.(1)** În situația în care prezentul aviz tehnic de racordare este emis pentru un loc de consum temporar, acesta este valabil până la data (data expirării valabilității autorizației de construire sau a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis).
- (2)** În situația prevăzută la alin. (1), prezentul aviz tehnic de racordare își încetează valabilitatea la data încetării pentru orice cauză, constatată prin hotărâre judecătorească definitivă și irevocabilă, a valabilității autorizației de construire și/sau a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis avizul tehnic de racordare.
- (3)** În situația în care prezentul aviz tehnic de racordare este emis pentru un loc de consum temporar, acesta constituie anexă la contractul pentru transportul/distribuția/furnizarea energiei electrice.
- 19.** Prezentul aviz tehnic de racordare poate fi contestat la operatorul de rețea în termen de 30 de zile de la data comunicării acestuia.
- 20.** În cazul nerespectării prevederilor prezentului aviz tehnic de racordare, utilizatorului îi revine răspunderea pentru pagubele produse din acest motiv propriei unități altor utilizatori ai rețelelor electrice, sau operatorului de rețea.
- 21.** Alte condiții (în funcție de cerințele specifice utilizatorului, posibilitățile oferite de caracteristicile și starea rețelelor existente sau impuse de normele în vigoare) Schema monofilara face parte din prezentul ATR. La baza emiterii prezentului ATR s-a ținut cont de condițiile prevăzute în cererea, chestionarul energetic și lista cu receptoarele electrice depuse de utilizator iar utilizarea receptoarelor nedeclarate, chiar în cadrul Puterii aprobate, este interzisă. Creșterea Puterii instalate totale, sau schimbarea naturii receptoarelor va putea fi făcută numai după obținerea, de către utilizator a unui nou ATR. Înlocuirea transformatoarelor existente, T1 20/0.4 kV, 1000 kVA, și T2 20/0.4kV, 1000 kVA și T3 20/0.4 kV, 1600 kVA cu alte transformatoare de putere mai mare sau mai mică se poate face numai cu acordul distribuitorului, după obținerea unui nou Aviz tehnic de racordare, în caz contrar distribuitorul poate deconecta utilizatorul, cu un preaviz și cu anunțarea furnizorului.

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**DIRECTOR DIRECTIE
DIRECTIA STRATEGIE SI DEZVOLTARE ACTIVE
MIRON ALBA**

**MANAGER DEPARTAMENT
DEPARTAMENT EXTINDEREA RETELEI
AURORA FLORENTINA RADUCANU**



Tariful pentru emiterea ATR a fost achitat cu chitanța nr. _____ din _____ în valoare de 0.00 lei (fără TVA)

Nr descarcare în SAP 780015006620 data descarcare 09.10.2019. valoare achitata în SAP 185.00 lei (fără TVA)

Tariful de racordare calculat/recalculat la data de _____ în valoare de _____ lei inclusiv TVA, a fost achitat cu documentul de plată chitanța nr _____ sau nr. descarcare SAP _____