

ROMÂNIA
JUDEȚUL MUREȘ
PRIMĂRIA ORAȘULUI UNGHENI
547605 Ungheni, nr.357, Tel:/fax:0265328112, 0265328212
ungheni@cimures.ro

Nr. 8120 din 21.10.2026

Anunț referitor la elaborarea unui proiect de act normative

Numele autorității sau instituției publice: ORAȘUL UNGHENI

Astăzi, **21.10.2026**, **ORAȘUL UNGHENI**, anunță deschiderea procedurii de transparență decizională a procesului de elaborare a proiectului următorului act normativ: ***Proiect de hotărâre privind aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programului Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”.***

Paragraf descriptiv - problema identificată, soluția propusă de actul normativ, impactul scontat etc.

Proiectul prevede instalarea de capacități fotovoltaice și sisteme de stocare pe 4 clădiri publice ale UAT Ungheni — Baza Sportivă Ungheni (40 kWac, CF 58371), Școala Generală Ungheni (125 kWac, CF 52685), Căminul Cultural Vidrăsău (20 kWac, CF 52499) și Școala Vidrăsău (10 kWac, CF 55607), totalizând 195 kWac — și la 117 gospodării individuale ale persoanelor vulnerabile (câte 5 kWac, total 585 kWac). Capacitatea totală instalată este de 780 kWac (827,86 kWp în module, 1.562 panouri), cu o capacitate de stocare de 780 kWh și 121 de sisteme de management al energiei (EMS).

Documentația aferentă proiectului de act normativ include (după caz):

- referatul de aprobare privind necesitatea adoptării actului normativ propus;
- textul complet al proiectului actului respectiv;
- alte documente considerate relevante.

Documentația poate fi consultată:

- pe pagina de internet a instituției, la www.primariaungheni.ro
- la sediul instituției Orașul Ungheni str. Principală nr. 357, jud. Mureș
- proiectul de act normativ se poate obține în copie, pe bază de cerere depusă la biroul de relații cu publicul al instituției.

Propuneri, sugestii, opinii cu valoare de recomandare privind proiectul de act normativ supus procedurii de transparență decizională se pot depune până la data de 02.11.2026.

□ prin formularul online disponibil pe pagina de internet a instituției la linkul *Proiect de hotărâre privind aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programului Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”*.

□ ca mesaj în format electronic pe adresa de e-mail: ungheni@cjmures.ro;

□ prin poștă, pe adresa: Orașul Ungheni str. Principală nr. 357, jud. Mureș ;

□ la sediul instituției, la Registratură, la adresa Orașul Ungheni str. Principală nr. 357, jud. Mureș, între orele 08:00-16:00.

Materialele transmise vor purta mențiunea "Propuneri privind Proiect de hotărâre privind aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programului Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”.

Propunerile, sugestiile, opiniile cu valoare de recomandare vor fi publicate pe pagina de internet a instituției, la linkul <https://www.primariaungheni.ro>

Nepreluarea recomandărilor formulate și înaintate în scris va fi justificată în scris.

Pentru cei interesați există și posibilitatea organizării unei întâlniri în care să se dezbată public proiectul de act normativ, în cazul în care acest lucru este cerut în scris de către o asociație legal constituită sau de către o altă autoritate sau instituție publică până la data de 02.11.2026.

Pentru informații suplimentare, vă stăm la dispoziție la următoarele date de contact: telefon: 0265-328.212, e-mail: ungheni@cjmures.ro, persoană de contact: Suciu Ramona.

PRIMAR,

Viceprimar cu atribuții de primar

Radu Florian Daniel

ROMÂNIA
JUDEȚUL MUREȘ
PRIMĂRIA ORAȘULUI UNGHENI
547605 Ungheni, nr.357, Tel:/fax:0265328112, 0265328212
ungheni@cjmures.ro

Nr. 8119 din 21.10.2026

PROIECT DE HOTĂRÂRE

privind aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programului Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”

Viceprimarul Orașului Ungheni cu atribuții de primar,

Văzând Referatul de aprobare nr. 8118 din 21.10.2026, prin care se propune aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programului Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”,

Ținând cont de prevederile:

– Ghidului Solicitantului aferent Acțiunii „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă” – componenta „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă în perspectiva creării comunităților de energie”, aprobat prin Ordinul ministrului investițiilor și proiectelor europene nr. 6008/23.12.2025, cu modificările și completările ulterioare (O.M.I.P.E. nr. 461/30.03.2026 și O.M.I.P.E. nr. 1278/12.08.2026);

– Programului Tranziție Justă 2021–2027, Prioritatea 6 – Județul Mureș, aprobat prin Decizia de punere în aplicare a Comisiei Europene;

– Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 133/2021 privind gestionarea financiară a fondurilor europene pentru perioada de programare 2021–2027, cu modificările și completările ulterioare;

– Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;

– Legii nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare;

– Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, și a reglementărilor privind comunitățile de energie din surse regenerabile;

Având în vedere Studiul de Fezabilitate elaborat de S.C. ENERGY PLAN DESIGN S.R.L. (cod proiect EPD 41/2026), pentru obiectivul de investiții „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie” recepționat potrivit Procesul verbal nr. 8109/21.10.2026,

Potrivit notificării din platforma MDRAP aferentă Programului Național de Redresare și Reziliență cu nr. 4990/12.05.2023,

Ținând cont de H.G. nr. 209/2022 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor O.U.G. nr. 124/2021 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar pentru gestionarea fondurilor europene alocate României prin Mecanismul de redresare și reziliență,

Luând în considerare prevederile art.7 și art.10 alin. (4) din HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice,

În conformitate cu prevederile art. 44 din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare,

Cu respectarea prevederilor art. 7 alin. (13) din Legea nr. 52/2003 privind transparența decizională în administrația publică,

În temeiul prevederilor art. 129 alin. (2) lit. „b” și lit. ”d”, alin. (4), lit. „d” și alin. (7) lit. ”n”, art. 139 alin. (1) și alin. (3) coroborat cu art. 196 alin. (1) lit. „a” din Ordonanța de urgență nr. 57/2019 privind Codul administrativ cu completările și modificările ulterioare.

PROPUNE SPRE APROBARE:

Art. 1. Proiectul „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie” în vederea finanțării acestuia în cadrul Programului Tranzitie Justa 2021-2027, Acțiunea “Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”.

Art. 2. Depunerea proiectului individual de către UAT Orașul Ungheni, nefiind constituit un parteneriat.

Art. 3. Valoarea totală a proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, în cuantum de 15.438.835,95 lei (inclusiv TVA), respectiv 12.764.842,64 lei fără TVA, conform devizului general al Studiului de Fezabilitate. Defalcarea pe cheltuieli eligibile și neeligibile este prezentată în tabelul de mai jos:

Denumirea cheltuielilor	Fără TVA (lei)	Cu TVA (lei)
Valoarea totală a investiției,	12.764.842,64	15.438.835,95
din care construcții-montaj (C+M)	2.867.379,70	3.469.529,43
Valoarea eligibilă a proiectului	12.601.383,58	15.247.674,13
Valoarea neeligibilă a proiectului	163.459,06	191.161,82

Art. 4. Contribuția proprie în proiect a UAT Orașul Ungheni, în cuantum total de 496.115,30 lei, constând în contribuția de 2% din valoarea eligibilă a proiectului în sumă de 304.953,48 lei, și achitarea tuturor cheltuielilor neeligibile ale proiectului, în sumă de 191.161,82 lei (inclusiv TVA). Asistența financiară nerambursabilă solicitată este de 14.942.720,65 lei, reprezentând 98% din valoarea eligibilă a proiectului (Fondul pentru o Tranziție Justă 12.960.523,01 lei și bugetul de stat 1.982.197,64 lei). Structura de finanțare este prezentată în tabelul de mai jos:

Sursa de finanțare	Procent	Valoare (lei)
Finanțare nerambursabilă (FTJ + buget de stat) – max. 98% din cheltuielile eligibile	98%	14.942.720,65
Contribuția proprie a UAT Orașul Ungheni la cheltuielile eligibile – min. 2%	2%	304.953,48
Contribuția proprie a UAT la cheltuielile neeligibile (inclusiv TVA aferent, după caz)	100%	191.161,82
TOTAL	100%	15.438.835,95

Art. 5. Cheltuielile neeligibile ale proiectului, în cuantum de 191.161,82 lei inclusiv TVA, cuprind: rezerva de implementare pentru ajustarea de preț (cap. 7.2 din devizul general), în sumă de 152.544,16 lei, prin care beneficiarul își asumă riscul creșterii prețurilor la echipamente și lucrări pe perioada de execuție, astfel încât capacitățile instalate și rezultatele proiectului să fie realizate integral; cotele legale datorate Inspectoratului de Stat în Construcții și Casei Sociale a Constructorilor, în sumă de 31.541,18 lei; cheltuielile conexe organizării de șantier, în sumă de 7.076,48 lei. Acestea, precum și sumele reprezentând cheltuieli conexe ce pot apărea pe durata implementării proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, pentru implementarea proiectului în condiții optime, se vor asigura din bugetul local al Orașului Ungheni.

Art. 6. Documentația proiectului (Studiul de fezabilitate) și indicatorii tehnico-economici asociați acestuia, conform – Anexa nr.1 la prezentul proiect de hotărâre.

Art. 7. Asigurarea tuturor resurselor financiare necesare implementării proiectului în condițiile rambursării / decontării ulterioare a cheltuielilor din instrumente structurale.

Art. 8. Asigurarea tuturor resurselor financiare necesare implementării proiectului care decurg din modificări ale documentației tehnice ca urmare a măsurilor de atenuare /compensare a unui potențial impact asupra mediului, înțelegând că respectivele costuri sunt necesare pentru implementarea proiectului.

Art. 9. Sumele reprezentând cheltuieli de mentenanță și întreținere și serviciile asociate necesare aferente proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, pe perioada în care caracterul durabil al operațiunii trebuie menținut (5 ani de la data efectuării plății finale în cadrul contractului de finanțare), se vor suporta de către UAT Orașul Ungheni, din bugetul local, inclusiv din economiile generate de proiect la cheltuielile cu energia electrică. Consiliul Local se angajează să asigure din bugetul local cheltuielile neeligibile ale proiectului, inclusiv rezerva de implementare pentru ajustarea de preț, precum și cheltuielile de operare și mentenanță pe perioada de durabilitate, garantând astfel sustenabilitatea investiției.

Art. 10.1. Lista de angajament și analiza energetică (conform anexei nr. 11 la Ghidul Solicitantului), care cuprind necesarul de consum, cele 4 clădiri publice și cele 117 gospodării identificate și selectate conform procedurii proprii de selecție a gospodăriilor vulnerabile, care

și-au exprimat acordul pentru a fi cuprinse în proiect (Anexa nr. 2 la prezentul proiect de hotărâre).

Art. 10.2. Lista de rezervă (3 gospodării) rezultate din aceeași procedură (Anexa nr. 3 la prezentul proiect de hotărâre); gospodăriile de pe lista de rezervă vor înlocui, în ordine, gospodăriile din Lista de angajament care se retrag sau nu mai îndeplinesc condițiile de eligibilitate, cu condiția completării dosarului.

Art. 11. Angajarea Beneficiarului să respecte condiția privind faptul că proiectul nu va genera venituri, astfel în cadrul clădirilor publice asupra cărora UAT are un drept real/ imobilelor gospodării individuale asupra cărora persoana fizică are un drept de proprietate, și care vor beneficia de energia produsă prin proiect, nu se vor desfășura activități economice pe toată perioada de implementare și durabilitate.

Art. 12. Împuternicirea domnului Radu Florian Daniel, Viceprimar cu atribuții de primar al Orașului Ungheni, să semneze toate actele necesare și contractul de finanțare în numele UAT Orașul Ungheni.

PRIMAR,
Viceprimar cu atribuții de primar
Radu Florian Daniel

ROMÂNIA
JUDEȚUL MUREȘ
PRIMĂRIA ORAȘULUI UNGHENI
547605 Ungheni, nr.357, Tel:/fax:0265328112, 0265328212
ungheni@cjmures.ro

Nr. 8118 din 21.10.2026

REFERAT DE APROBARE

privind aprobarea proiectului „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici și a cheltuielilor aferente, în vederea depunerii spre finanțare în cadrul Programul Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”

1. Context

Orașul Ungheni, situat în județul Mureș — județ inclus în mecanismul de tranziție justă —, își propune prin acest proiect producerea de energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum, la nivelul clădirilor publice și al gospodăriilor vulnerabile, în perspectiva constituirii unei comunități de energie. Proiectul se depune în cadrul Programul Tranziție Justă 2021–2027, acțiunea „Energie verde accesibilă și mobilitate nepoluantă”, componenta „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă în perspectiva creării comunităților de energie”, ghidul solicitantului fiind aprobat prin Ordinul ministrului investițiilor și proiectelor europene nr. 6008/23.12.2025, cu modificările și completările ulterioare (O.M.I.P.E. nr. 461/30.03.2026 și nr. 1278/12.08.2026). Studiul de Fezabilitate a fost elaborat de S.C. Energy Plan Design S.R.L. (cod proiect EPD 41/2026).

2. Descrierea investiției

Proiectul prevede instalarea de capacități fotovoltaice și sisteme de stocare pe 4 clădiri publice ale UAT Ungheni — Baza Sportivă Ungheni (40 kWac, CF 58371), Școala Generală Ungheni (125 kWac, CF 52685), Căminul Cultural Vidrăsău (20 kWac, CF 52499) și Școala Vidrăsău (10 kWac, CF 55607), totalizând 195 kWac — și la 117 gospodării individuale ale persoanelor vulnerabile (câte 5 kWac, total 585 kWac). Capacitatea totală instalată este de 780 kWac (827,86 kWp în module, 1.562 panouri), cu o capacitate de stocare de 780 kWh și 121 de sisteme de management al energiei (EMS). Producția anuală estimată este de 971,69 MWh, iar reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră de 165,20 t CO₂ echivalent/an. Durata de implementare este de 24 de luni.

3. Valoarea și structura de finanțare

Conform devizului general al Studiului de Fezabilitate (revizia finală), valoarea totală a proiectului este de 15.438.835,95 lei inclusiv TVA (12.764.842,64 lei fără TVA), din care construcții-montaj 3.469.529,43 lei inclusiv TVA. Valoarea totală eligibilă este de 15.247.674,13 lei, iar valoarea neeligibilă de 191.161,82 lei inclusiv TVA. Structura de finanțare este următoarea: asistență

financiară nerambursabilă 14.942.720,65 lei, reprezentând 98% din valoarea eligibilă (Fondul pentru o Tranziție Justă 85% – 12.960.523,01 lei și bugetul de stat 13% – 1.982.197,64 lei); contribuția proprie a UAT Orașul Ungheni la cheltuielile eligibile 304.953,48 lei (2%); contribuția proprie la cheltuielile neeligibile 191.161,82 lei. Contribuția proprie totală a UAT este de 496.115,30 lei. Cheltuielile neeligibile cuprind rezerva de implementare pentru ajustarea de preț (cap. 7.2 din devizul general) 152.544,16 lei, prin care beneficiarul își asumă riscul creșterii prețurilor pe perioada de execuție, cotele legale ISC și CSC 31.541,18 lei și cheltuielile conexe organizării de șantier 7.076,48 lei. Cheltuielile indirecte sunt stabilite ca rată forfetară de 7% din costurile directe eligibile, conform Ghidului Solicitantului. Pe perioada de durabilitate de 5 ani, cheltuielile de operare și mentenanță se suportă din bugetul local, inclusiv din economiile generate de proiect la cheltuielile cu energia electrică.

4. Lista de angajament a gospodăriilor (Anexa nr. 11 la Ghidul Solicitantului)

Gospodăriile incluse în proiect au fost selectate în baza Procedurii proprii privind selecția gospodăriilor vulnerabile pentru includerea în Lista de angajament, aplicată de Comisia de selecție, cu publicarea anunțului și a listelor și cu asigurarea dreptului de contestație. Au fost analizate 127 de dosare: 117 gospodării au fost admise și sunt cuprinse în Lista de angajament (Anexa nr. 2 la proiectul de hotărâre), fiecare cu dovada dreptului de proprietate asupra locuinței prin extras de carte funciară; 3 gospodării au fost înscrise pe lista de rezervă, urmând să înlocuiască, în ordine, eventualele retrageri (Anexa nr. 3 la proiectul de hotărâre); 7 cereri au fost respinse pentru lipsa dovezii dreptului de proprietate asupra locuinței. Analiza energetică a locurilor de consum, întocmită pe baza consumului facturat în ultimele 12 luni, fundamentează dimensionarea capacităților pe cele 4 clădiri publice (CF 58371, 52685, 52499, 55607) și pe cele 117 gospodării (câte 5 kW fotovoltaic și 5 kWh stocare).

5. Necesitatea, oportunitatea și propunerea

Investiția reduce cheltuielile cu energia ale clădirilor publice, combate sărăcia energetică a gospodăriilor vulnerabile și contribuie la obiectivele de tranziție justă ale județului Mureș. Aprobarea proiectului, respectiv a Studiului de fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici, a cheltuielilor aferente și a Listei de angajament prin hotărâre a consiliului local este condiție obligatorie pentru depunerea cererii de finanțare, termenul de depunere fiind 26.10.2026. Față de cele prezentate, propun Consiliului Local al Orașului Ungheni adoptarea proiectului de hotărâre privind aprobarea proiectului, a Studiului de Fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici, a cheltuielilor aferente și a Listei de angajament (Anexa nr. 11 la Ghidul Solicitantului), în forma prezentată.

PRIMAR,
Viceprimar cu atribuții de primar
Radu Florian Daniel

**Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în
cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării
unei comunități de energie**

STUDIU DE FEZABILITATE

LISTA SI SEMNATURILE PROIECTANTILOR

Nume proiectant

Ing. Bogdan STOICA	Proiectant instalatii electrice
Ing. Renata STOICA	Proiectant instalatii electrice
Ing. Pinteza Madalina-Cristiana	Expert analiza cost beneficiu

APROBAT:

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L

Director Stoica Radu Bogdan

BORDEROU

Nr. Crt.	Denumire document	Codificare
1	Foaie de capăt	-
2	Foaie de semnături	-
3	Borderou	-
4	Memoriu	-
5	Deviz general și devize pe obiecte	ANEXA 1
6	Grafic derulare investiție	ANEXA 2
7	Simularea cantității de energie electrică produsă (raport PVSyst)	ANEXA 3
8	Anexe Analiză Cost-Beneficiu	ANEXA 4
9	Atestate ANRE	ANEXA 5
10	Lista de angajament și analiza energetică (Anexa 11 la Ghid)	ANEXA 6
11	Facturi energie electrică – consum ultimele 12 luni	ANEXA 7
1	Plan de amplasament cladiri publice	01
2	Plan de situație Baza sportiva Ungheni	02
3	Plan de situație Scoala Generala Ungheni	03
4	Plan de situație Caminul Cultural Vidrasau	04
5	Plan de situație Scoala Vidrasau	05
6	Schemă de principiu – Varianta 1	06
7	Schemă de principiu – Varianta 2	07

CUPRINS

1.	INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVULUI DE INVESTITII	5
1.1.	DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	5
1.2.	ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR	5
1.3.	ORDONATORUL DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR).....	5
1.4.	BENEFICIARUL PROIECTULUI DE PARTENERIAT PUBLIC-PRIVAT/DE CONCESIUNE (DACĂ ESTE DIFERIT DE AUTORITATEA CONTRACTANTĂ)	5
1.5.	ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE	5
2.	SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA NECESITATEA REALIZĂRII PROIECTULUI DE INVESTITII.....	6
2.1.	CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFERABILITATE (ÎN CAZUL ÎN CARE A FOST ELABORAT ÎN PREALABIL) PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE TEHNICO-ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ	6
	<i>Situația actuală</i>	6
	<i>Oportunitatea proiectului</i>	7
	<i>Opțiunile tehnico-economice identificate și supuse spre analiză</i>	8
2.2.	PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE, ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE	10
2.3.	ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR	11
	<i>Analiza situației existente</i>	11
	<i>Identificare deficiențelor</i>	16
2.4.	ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	17
2.5.	OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE	18
3.	IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUA SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	19
3.1.	PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI.....	20
3.2.	DESCRIEREA DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, CONSTRUCTIV, FUNCȚIONAL-ARHITECTURAL ȘI TEHNOLOGIC, LA NIVELUL UNOR LINII GENERALE ALE PROIECTULUI TEHNIC PRELIMINAR	22
3.3.	COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI	26
3.4.	STUDII DE SPECIALITATE, ÎN FUNCȚIE DE CATEGORIA ȘI CLASA DE IMPORTANȚĂ A CONSTRUCȚIILOR, DUPĂ CAZ:	26
3.5.	GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI	27
4.	ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E).....	27
4.1.	PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ	27
4.2.	ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI ȘI NATURALI, INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE, CE POT AFECTA PROIECTUL DE PARTENERIAT PUBLIC-PRIVAT/DE CONCESIUNE	28
4.3.	SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM	28
4.4.	SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTITII	28
	a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;	28
	b) Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;	29
	c) Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;	29
	d) Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropoc în care acesta se integrează, după caz.	35
4.5.	ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII	35
4.6.	ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ESTIMATĂ; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ	36
4.7.	ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ESTIMATĂ ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST	39
4.8.	ANALIZA DE SENZITIVITATE	40
4.9.	ANALIZA DE RISURI, MĂSURI DE PREVENIRE A RISCURILOR.....	41
	<i>Metodologie analiză a riscurilor</i>	41
	<i>Stabilirea contextului</i>	41
	<i>Identificarea și analiza riscurilor</i>	42
	<i>Măsuri de tratare a riscurilor</i>	46

5.	SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă).....	51
5.1.	COMPARAȚIA SCENARIILOR/OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITĂȚII ȘI RISCURILOR	51
5.2.	SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E), ...	52
5.3.	DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E):	52
a)	Obținerea și amenajarea terenului;	52
b)	Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;	52
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;	53
d)	Probe tehnologice și teste;	55
5.4.	PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTITII:	55
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:.....	55
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:	56
c)	Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiect de investiții;	56
d)	Durata estimată de execuție a obiectului de investiții exprimată în luni	57
5.5.	PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE CONSTRUCȚIEI, CONFORM GRADULUI DE DETALIERE AL PROPUNERILOR TEHNICE	57
5.6.	NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A PROIECTULUI DE PARTENERIAT PUBLIC-PRIVAT/DE CONCESIUNE, CA URMARE A ANALIZEI FINANCIARE ȘI ECONOMICE: FONDURI PROPRII, CREDITE BANCARE, ALOCAȚII DE LA BUGETUL DE STAT/BUGETUL LOCAL, CREDITE EXTERNE GARANTATE SAU CONTRACTATE DE STAT, FONDURI EXTERNE NERAMBURSABILE, ALTE SURSE LEGAL CONSTITUITE, ÎN MĂSURA	60
6.	URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME	62
6.1.	CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBTINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	62
6.2.	EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE	62
6.3.	ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTEȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ	62
6.4.	AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR	62
6.5.	STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ	62
6.6.	AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE.....	63
7.	IMPLEMENTAREA INVESTITIEI	63
7.1.	INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTITIEI.....	63
7.2.	STRATEGIA DE IMPLEMENTARE, CUPRINZÂND: DURATA DE IMPLEMENTARE A OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII (ÎN LUNI CALENDARISTICE), DURATA DE EXECUȚIE, GRAFICUL DE IMPLEMENTARE A INVESTIȚIEI, EȘALONAREA INVESTIȚIEI PE ANI, RESURSE NECESARE.....	63
7.3.	STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE	63
7.4.	RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE	65
8.	CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	66

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVULUI DE INVESTITII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Orașul Ungheni (Unitatea Administrativ-Teritorială Ungheni) intenționează să construiască un sistem fotovoltaic integrat în vederea producerii de energie electrică din surse regenerabile pentru consum propriu.

Denumirea obiectivului de investiții este: **Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie**

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Orașul Ungheni (Unitatea Administrativ-Teritorială Orașul Ungheni), cu sediul în localitatea Ungheni, Nr. 357, județul Mureș.

1.3. Ordonatorul de credite (secundar/terțiar)

Primarul Orașului Ungheni, în calitate de reprezentant legal al Unității Administrativ-Teritoriale.

1.4. Beneficiarul investiției

Orașul Ungheni (Unitatea Administrativ-Teritorială Orașul Ungheni), cu sediul în localitatea Ungheni, Nr. 357, județul Mureș.

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L. - Municipiul Cluj Napoca, județul Cluj, înmatriculată la Registrul Comerțului sub nr. J12/2824/2023, Cod Unic de Înregistrare RO48419004

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII PROIECTULUI DE INVESTITII

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

Situația actuală

Imobilele identificate pentru implementarea proiectului (terenuri și clădiri) se află în proprietatea publică a Orașului Ungheni (UAT Ungheni), fiind situate în intravilanul localităților Ungheni și Vidrăsău.

Toate locațiile de consum și generare sunt înregistrate în registrele de publicitate imobiliară, fiind libere de sarcini sau servituți care ar putea prejudicia realizarea investiției, conform extraselor de Carte Funciară

Amplasamentul obiectivului de investiții este compus din următoarele puncte de lucru:

- Baza Sportivă Ungheni: Teren intravilan în suprafață de 9.986 mp și construcția administrativă socială C1, identificate prin numărul cadastral 58371 (înscris în CF nr. 58371 Ungheni). Imobilul aparține domeniului public al Orașului Ungheni și nu prezintă sarcini înscrise în Partea a III-a a Cărții Funciare
- Școala Generală Ungheni: Teren intravilan în suprafață de 5.650 mp și corpurile de clădire aferente (școală, sală de sport, grădiniță), identificate prin numărul cadastral 52685 (înscris în CF nr. 52685 Ungheni). Imobilul este situat în str. Principală nr. 107 și se află în proprietatea Orașului Ungheni.
- Căminul Cultural Vidrăsău: Teren intravilan în suprafață de 2.364 mp și construcția C1 (cămin cultural), identificate prin numărul cadastral 52499 (înscris în CF nr. 52499 Ungheni), situat în localitatea Vidrăsău, nr. 82.
- Școala Vidrăsău: Teren intravilan în suprafață de 2.258 mp și construcțiile administrative (școală, sală de sport, anexă), identificate prin numărul cadastral 55607 (înscris în CF nr. 55607 Ungheni), situate în localitatea Vidrăsău, str. Eroilor nr. 28.
- Proiectul include instalarea de capacități mici de producție (între 3 kW și 10 kW net per locație) și sisteme de stocare aferente la nivelul gospodăriilor individuale aparținând persoanelor vulnerabile sau afectate de procesul de tranziție de pe raza UAT Ungheni. Aceste locații au fost selectate în urma unei proceduri transparente și deschise, fiind centralizate în „Lista de angajament și Analiza Energetică”. Pentru fiecare gospodărie inclusă, s-a făcut dovada dreptului de proprietate al persoanei care are domiciliul în locația respectivă.

Toate suprafețele (acoperișuri și terenuri) au fost evaluate din punct de vedere tehnic, prezentând un grad de însorire și o capacitate portantă optimă pentru montajul mixt (sol/acoperiș). Întreaga energie produsă este destinată exclusiv autoconsumului locurilor de consum menționate, fundamentând baza tehnică și juridică pentru crearea viitoarei Comunități de Energie din Surse Regenerabile.

Oportunitatea proiectului

La nivel european și național, atenuarea impactului socio-economic al tranziției către neutralitatea climatică este o prioritate absolută, România beneficiind de sprijin prin Fondul pentru o Tranziție Justă (FTJ) pentru atingerea obiectivelor Uniunii pentru 2030 și a unei economii neutre din punct de vedere climatic până în 2050. Județul Mureș, unde se află UAT Ungheni, este unul dintre teritoriile vizate de acest

sprijin, având în vedere necesitatea de a răspunde provocărilor de mediu și economice generate de tranziția energetică.

În acest context, proiectul reprezintă o oportunitate strategică pentru UAT Ungheni de a dezvolta infrastructură de producere și stocare a energiei din surse regenerabile, în conformitate cu Obiectivul de Dezvoltare Durabilă 7 (ODD 7) – „Energie curată și la prețuri accesibile.

Pentru solicitant (UAT Ungheni), proiectul contribuie la:

- Dezvoltarea de mici capacități de producție RES pentru autoconsumul clădirilor publice (școli, bază sportivă, cămin cultural) și al gospodăriilor vulnerabile incluse în Lista de angajament, reducând dependența de sursele convenționale.
- Eficientizarea bugetului local prin reducerea substanțială a costurilor cu utilitățile, sumele economisite putând fi redirecționate către alte nevoi de dezvoltare ale comunității.
- Promovarea sustenabilității și a neutralității climatice prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (indicator CO34) și înlocuirea combustibililor fosili în mixul energetic local.
- Implementarea unor soluții tehnice moderne, incluzând sisteme de stocare (obligatorii în proporție de 15-30% din valoarea finanțării) și sisteme de management al energiei (EMS) pentru optimizarea fluxurilor energetice.

Pentru comunitatea locală și viitoarea Comunitate de Energie, proiectul prezintă următoarele avantaje:

- Combaterea sărăciei energetice: Proiectul vizează direct gospodăriile vulnerabile și persoanele afectate de tranziție, oferindu-le acces la energie verde și reducerea facturilor.
- Participare activă și incluziune: Crearea unei comunități de energie din surse regenerabile (obligație contractuală în PTJ) permite cetățenilor și UAT-ului să gestioneze și să partajeze energia produsă la nivel local.
- Impact social și de mediu pozitiv: Investiția respectă principiul DNSH („a nu prejudicia în mod semnificativ”), asigurând o dezvoltare ecologică fără emisii poluante, zgomot sau vibrații, și creează noi oportunități de ocupare a forței de muncă în fazele de construcție și mentenanță.
- Diversificare economică durabilă: Proiectul contribuie la creșterea atractivității zonei Ungheni pentru noi investiții și la consolidarea rezilienței infrastructurii locale în fața schimbărilor climatice.

Opțiunile tehnico-economice identificate și supuse spre analiză

În cadrul elaborării Studiului de Fezabilitate structurat conform HG 907/2016, au fost analizate mai multe opțiuni tehnico-economice generale, în vederea identificării celor mai potrivite soluții pentru proiect.

Pe baza acestei analize, au fost selectate două variante constructive, care stau la baza celor două scenarii tehnico-economice dezvoltate în cadrul studiului.

Analiza s-a bazat pe următoarele elemente cheie:

- **Tipul de panou fotovoltaic utilizat:** monocristalin monofacial și bifacial;
- **Tipul de structură de susținere:** orientare sud sau est-vest;
- **Nivelul de iradiere și producția estimată de energie electrică**, calculate pentru probabilitățile P50, P75, P90;
- **Tipul de invertor ales:** invertor descentralizat;
- **Tipul de structură:** sistem fix (fixed-tilt).

Producția de energie electrică obținută din simulările realizate în software-ul **PVSyst** a stat la baza calculelor pentru:

- **LCOE (Levelised Cost of Energy)** – costul mediu ponderat al energiei, ce include atât CapEx cât și OpEx;
- **Contul de profit și pierdere (P&L)**, utilizat ulterior în analiza financiară și economică.

Pe baza acestor evaluări, au fost definite cele două scenarii propuse spre analiză în Studiul de Fezabilitate.

Descrierea generală și analiza echipamentelor și a tehnologiilor alese

În cadrul prezentului studiu de fezabilitate au fost analizate opțiuni tehnico-economice relevante pentru realizarea proiectului. Pe baza acestor analize, au fost dezvoltate două scenarii tehnico-economice, care se diferențiază în principal prin tipul de structură de susținere a panourilor fotovoltaice și orientarea acestora.

În ambele scenarii s-a păstrat configurația cu:

- Panouri fotovoltaice monocristaline monofaciale;
- Invertor hibrid (on-grid cu posibilitate de back-up și funcționare în regim insular);
- Montaj mixt: atât pe sol, cât și pe acoperișul clădirilor existente.

Scenariul 1

- Structură fixă orientată spre Sud (fixed-tilt Sud);
- Panouri fotovoltaice monocristaline monofaciale;
- Montaj pe sol și acoperiș;
- Invertor hibrid.
- Sistem de stocare

Scenariul 2

- Structură fixă orientată Est–Vest (fixed-tilt Est–Vest);
- Panouri fotovoltaice monocristaline monofaciale;
- Montaj pe sol și acoperiș;

- Invertor hibrid.
- Sistem de stocare

Panouri fotovoltaice monocristaline monofaciale

Panourile solare monocristaline sunt realizate din celule de siliciu pur și se remarcă prin eficiență ridicată și durată lungă de viață. Acestea sunt utilizate în ambele scenarii propuse.

Avantaje:

- Eficiență ridicată (18–24%);
- Durată de viață ≥ 25 ani;
- Dimensiuni compacte, randament superior la iradiere bună.

Dezavantaje:

- Costuri de achiziție mai mari decât la panourile policristaline;
- Sensibilitate crescută la temperaturi ridicate;
- Randament redus în caz de umbrire parțială (praf, zăpadă, frunze).

Invertor hibrid

A fost selectat un invertor hibrid pentru ambele scenarii, care permite:

- Conectare la rețea (on-grid);
- Stocare de energie în baterii;
- Funcționare în regim insular (off-grid) în cazul întreruperilor din SEN.

Avantaje:

- Flexibilitate operațională;
- Integrare cu sisteme de stocare;
- Continuitate în alimentare în regim de back-up.

Structura de susținere – Fixă Sud vs. Fixă Est–Vest**Structura fixă orientată Sud (Scenariul 1):**

- Captare optimă în timpul orelor de vârf solar;
- Producție de energie maximă la prânz;
- Randament general mai ridicat, dar cu vârfuri concentrate.

Structura fixă orientată Est–Vest (Scenariul 2):

- Distribuție mai echilibrată a producției pe durata zilei;
- Eficientă în utilizarea terenului;
- Ușor avantajată în scenarii de autoconsum continuu pe parcursul zilei.

Avantaje generale ale structurilor fixe:

- Investiție inițială mai mică;
- Stabilitate bună chiar și în condiții de sol dificil;
- Mentenanță mai redusă decât la structurile orientabile.

Dezavantaje:

- Producție ușor mai mică față de sistemele orientabile;
- Necesită ajustări mai atente în funcție de condițiile locale de iradiere.

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

Pentru a reduce efectele severe ale schimbărilor climatice, Uniunea Europeană a elaborat un set de norme legislative obligatorii cunoscut sub numele de „**Pachetul pentru climă și energie**”, care include obiective privind energia din surse regenerabile, creșterea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES). Acest pachet legislativ are un impact semnificativ asupra pieței energiei, stabilind reguli clare pentru tranziția către un sistem energetic sustenabil.

Pe 9 aprilie 2018, a intrat în vigoare **Directiva (UE) 2018/410**, care modifică **Directiva 2003/87/CE**, vizând rentabilizarea reducerii emisiilor de dioxid de carbon și sporirea investițiilor în acest domeniu. Aceasta reglementează Sistemul de Comercializare a Certificatelor de Emisii de GES pentru **Faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030)**, stabilind principii clare pentru utilizarea fondurilor destinate finanțării proiectelor de reducere a emisiilor.

Investiția propusă este fundamentată pe obiectivele Programului Tranziție Justă (PTJ) 2021-2027, finanțat prin Fondul pentru o Tranziție Justă, care vizează atenuarea impactului socio-economic al tranziției către neutralitatea climatică în județul Mureș. Proiectul răspunde direct Obiectivului Specific JSO 8.1, facilitând regiunilor și cetățenilor abordarea efectelor sociale, economice și de mediu ale tranziției către obiectivele energetice ale Uniunii pentru 2030 și o economie neutră din punct de vedere climatic până în 2050.

Cadrul strategic și legislativ care stă la baza proiectului include:

- Regulamentul (UE) 2021/1056 de instituire a Fondului pentru o tranziție justă
- Directiva (UE) 2018/2001 (RED II) privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile
- OUG nr. 163/2022 pentru completarea cadrului legal de promovare a utilizării energiei din surse regenerabile, care definește regimul comunităților de energie
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) 2021-2030

- Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările ulterioare, pentru regimul prosumatorilor și al stocări

Finanțarea este structurată sub formă de grant (98% sprijin nerambursabil), proiectul încadrându-se în apelul specific PTJ/835/PTJ_P6/NA/MS dedicat județului Mureș

Prezenta documentație este elaborată în conformitate cu legislația europeană și națională în domeniul energiei regenerabile și protecției mediului. Detaliile referitoare la actele normative relevante sunt prezentate în capitolul „Legislație aplicabilă” al prezentului studiu.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Analiza situației existente

Sistemul Energetic Național (SEN) traversează în perioada 2025-2026 una dintre cele mai ample transformări din ultimele decenii, determinată de procesul de decarbonizare, integrarea accelerată a surselor regenerabile de energie și necesitatea creșterii gradului de independență energetică. Conform datelor publicate de ANRE, Transelectrica și Ministerul Energiei, structura mixului energetic național este caracterizată printr-o diversificare accentuată a surselor de producere, energia hidro, nucleară, eoliană și fotovoltaică având o contribuție tot mai importantă în acoperirea consumului intern.

Capacități hidroenergetice:

Energia hidro continuă să reprezinte una dintre principalele surse de producere a energiei electrice din România, având un rol esențial în asigurarea flexibilității și echilibrării sistemului energetic. Centralele hidroelectrice administrate de Hidroelectrica furnizează servicii tehnologice de sistem indispensabile pentru integrarea producției fluctuante provenite din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice.

Capacități nucleare

Centrala nucleară de la Cernavodă Nuclear Power Plant reprezintă principalul furnizor de energie electrică în bandă al României, cele două unități CANDU asigurând aproximativ 18-20% din producția anuală de energie electrică. Dezvoltarea Unităților 3 și 4 și proiectele de reactoare modulare mici (SMR) sunt considerate investiții strategice pentru creșterea securității energetice naționale.

Capacități termoelectrice

Producția pe bază de gaze naturale și cărbune continuă să joace un rol important în asigurarea adecvanței SEN, însă ponderea acestora este în scădere pe fondul obiectivelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră. În paralel, sunt dezvoltate noi centrale pe gaze naturale cu eficiență ridicată, destinate în principal asigurării flexibilității sistemului și compensării variabilității producției regenerabile.

Capacități eoliene

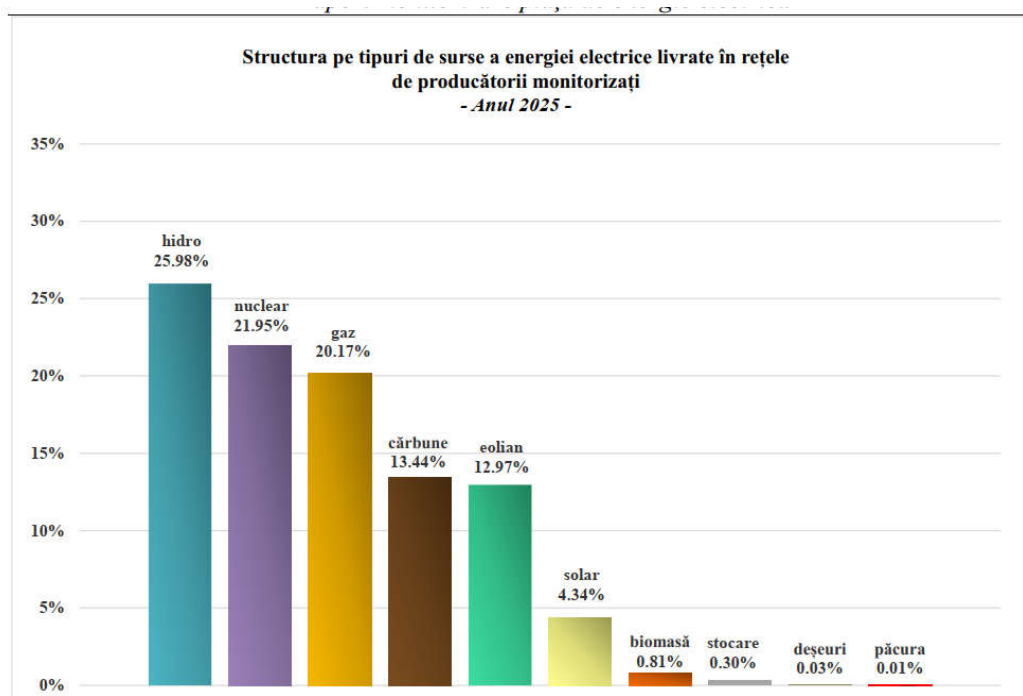
Sectorul eolian reprezintă una dintre cele mai mature tehnologii regenerabile din România. Regiunea Dobrogea concentrează cea mai mare parte a capacităților instalate, însă noile investiții vizează și alte zone cu potențial eolian favorabil. În ultimii ani, dezvoltarea proiectelor eoliene este susținută de modernizarea infrastructurii de transport și de introducerea mecanismelor de sprijin de tip Contracte pentru Diferență (CfD).

Capacități fotovoltaice

Sectorul fotovoltaic înregistrează cea mai rapidă creștere din întregul sistem energetic național. Reducerea costurilor tehnologiilor, dezvoltarea capacităților de stocare și disponibilitatea fondurilor europene au determinat o creștere accelerată a investițiilor în parcuri fotovoltaice și sisteme distribuite. În perioada 2024-2026 au fost acordate un număr semnificativ de avize tehnice de racordare pentru noi proiecte fotovoltaice, ceea ce confirmă interesul crescut al investitorilor pentru această tehnologie.

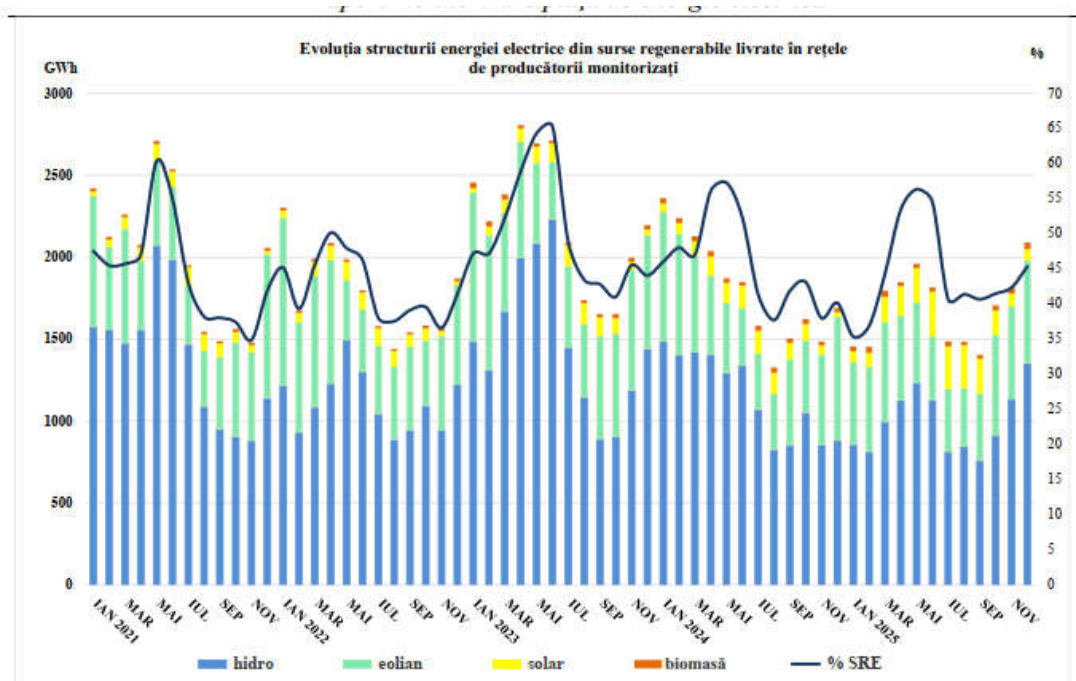
Capacități de stocare

Un element nou față de perioada analizată în documentațiile anterioare îl reprezintă dezvoltarea sistemelor de stocare a energiei electrice. Studiile de adecvanță elaborate de Transelectrica evidențiază necesitatea introducerii unor capacități suplimentare de stocare și flexibilitate pentru integrarea noilor capacități regenerabile și menținerea siguranței în funcționare a SEN.



Raport lunar de monitorizare sursa ANRE

În graficul următor este prezentată în evoluție lunară energia electrică produsă din surse regenerabile și livrată în rețea de producătorii monitorizați și cota de piață a acestora din totalul energiei electrice livrate.



Raport lunar de monitorizare, sursa ANRE

Piața de energie electrică din România

Piața energiei electrice funcționează într-un cadru complet liberalizat, în conformitate cu legislația europeană și națională aplicabilă. Producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice sunt activități separate, iar tranzacționarea energiei se realizează prin mecanisme concurențiale administrate de OPCOM.

În perioada 2024-2025, piața de energie electrică a fost caracterizată de o volatilitate ridicată a prețurilor, determinată de evoluția piețelor europene, de contextul geopolitic regional și de modificările structurii mixului energetic. În paralel, creșterea ponderii energiei regenerabile a contribuit la reducerea costurilor marginale de producție în anumite intervale orare și la creșterea competitivității energiei fotovoltaice.

Conform datelor OPCOM și ANRE, piața la termen înregistrează o creștere a lichidității, participanții manifestând o preferință accentuată pentru contractele pe termen mediu și lung, în vederea diminuării expunerii la volatilitatea pieței spot.

În România, distribuția energiei electrice este asigurată de mai mulți operatori regionali, fiecare având responsabilitatea unei anumite zone geografice. Conform informațiilor ANRE disponibile la data elaborării studiului, principalii operatori și zonele pe care le deservesc sunt:

1. Distribuție Energie Electrică România (DEER): Parte a Grupului Electrica, DEER operează în 18

județe, acoperind aproximativ 40% din teritoriul țării. Compania are trei zone principale de operare:

- Transilvania Nord: Cluj, Bihor, Satu Mare, Maramureș, Bistrița-Năsăud, Sălaj.
- Transilvania Sud: Alba, Brașov, Covasna, Harghita, Mureș, Sibiu.
- Muntenia Nord: Brăila, Buzău, Dâmbovița, Galați, Prahova, Vrancea.

2. Delgaz Grid: Parte a grupului E.ON România, acest operator gestionează rețelele de distribuție în județele Suceava, Botoșani, Neamț, Iași, Bacău și Vaslui.

3. Distribuție Energie Oltenia: Acoperă județele Dolj, Argeș, Olt, Gorj, Vâlcea, Mehedinți și Teleorman.

4. Rețele Electrice Banat, Dobrogea și Muntenia: Acestea sunt parte a grupului PPC și operează în următoarele zone:

- Banat: Timiș, Arad, Hunedoara, Caraș-Severin.
- Dobrogea: Constanța, Tulcea, Călărași, Ialomița.
- Muntenia: Municipiul București, Ilfov, Giurgiu.

Obiectivul de investiții este amplasat în intravilanul Orașului Ungheni și al localității aparținătoare Vidrăsău, județul Mureș, și vizează dezvoltarea unor capacități de producere și stocare a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum, în conformitate cu obiectivele Programului Tranziție Justă și ale Planului Teritorial pentru Tranziție Justă al județului Mureș.

Investiția este structurată pe două componente complementare:

- Componenta A – Clădiri publice (acțiune obligatorie) prevede instalarea de sisteme fotovoltaice și capacități de stocare a energiei electrice pe imobile aflate în proprietatea publică a UAT Orașul Ungheni, respectiv Școala Generală Ungheni, Baza Sportivă Ungheni, Căminul Cultural Vidrăsău și Școala Vidrăsău. Aceste obiective sunt alimentate în prezent exclusiv din Sistemul Energetic Național prin intermediul rețelei de distribuție operate de Distribuție Energie Electrică România (DEER) – Sucursala Transilvania Sud.
- Componenta B – Gospodării individuale (acțiune opțională) vizează instalarea de kituri fotovoltaice cu puteri cuprinse între 3 kW și 10 kW și sisteme de stocare aferente pentru

gospodăriile persoanelor vulnerabile identificate în cadrul Analizei Energetice și al Listei de Angajament elaborate la nivelul proiectului. Beneficiarii au fost selectați în concordanță cu prevederile Programului Tranziție Justă și cu informațiile disponibile în Atlasul Zonelor Marginalizate, obiectivul principal fiind combaterea fenomenului de sărăcie energetică.

În contextul actual al pieței de energie electrică, caracterizată prin volatilitatea prețurilor și creșterea importanței securității energetice, dezvoltarea unor capacități locale de producere și stocare a energiei electrice reprezintă o soluție eficientă pentru reducerea dependenței față de Sistemul Energetic Național și pentru diminuarea costurilor cu energia electrică suportate de autoritatea publică locală și de gospodăriile vulnerabile.

Totodată, studiile de adecvanță elaborate de CNTEE Transelectrica S.A. evidențiază necesitatea dezvoltării capacităților distribuite de producție și stocare a energiei electrice, acestea contribuind la reducerea solicitării rețelelor electrice, la diminuarea dezechilibrelor din sistem și la creșterea rezilienței energetice a comunităților locale.

Prin implementarea investiției propuse se urmărește creșterea gradului de independență energetică a comunității locale, reducerea consumului de energie electrică preluată din rețea, diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră și susținerea procesului de tranziție către o economie cu emisii reduse de carbon, în concordanță cu obiectivele asumate prin Planul Teritorial pentru Tranziție Justă al județului Mureș.

Identificare deficiențelor¹

La nivel național și regional, sectorul energetic se confruntă cu o serie de provocări generate de procesul de tranziție către o economie neutră din punct de vedere climatic. Conform documentelor strategice naționale și europene, este necesară accelerarea investițiilor în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile, dezvoltarea sistemelor de stocare și creșterea eficienței energetice a consumatorilor finali. Totodată, studiile de adecvanță elaborate de CNTEE Transelectrica S.A. evidențiază necesitatea dezvoltării unor capacități distribuite de producție și stocare care să contribuie la creșterea flexibilității Sistemului Energetic Național, la reducerea congestiilor în rețea și la îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică.

În ultimii ani, volatilitatea prețurilor energiei electrice a evidențiat vulnerabilitatea consumatorilor dependenți exclusiv de energia achiziționată din rețea. În acest context, dezvoltarea unor surse locale de producere și stocare a energiei electrice reprezintă o soluție eficientă pentru reducerea costurilor de

¹ <https://mfe.gov.ro>

exploatare, creșterea independenței energetice și diminuarea impactului fluctuațiilor pieței energetice asupra autorităților publice și populației.

La nivelul Orașului Ungheni și al localității aparținătoare Vidrăsău, analiza situației existente a evidențiat o dependență ridicată față de Sistemul Energetic Național atât în cazul clădirilor publice, cât și al gospodăriilor vulnerabile incluse în proiect. În prezent, obiectivele analizate nu dispun de capacități proprii de producere și stocare a energiei electrice, ceea ce conduce la costuri operaționale ridicate și la o expunere permanentă la evoluția prețurilor energiei electrice.

De asemenea, la nivelul comunității locale au fost identificate gospodării aflate în situație de vulnerabilitate energetică, pentru care costurile cu energia reprezintă o povară semnificativă asupra bugetului familial. Lipsa unor surse proprii de producere a energiei electrice contribuie la menținerea acestui fenomen și limitează capacitatea gospodăriilor de a-și asigura necesarul energetic în condiții sustenabile.

Totodată, infrastructura analizată nu dispune în prezent de sisteme de stocare a energiei electrice care să permită optimizarea consumului și utilizarea eficientă a energiei produse local. Această situație reduce flexibilitatea energetică a consumatorilor și limitează posibilitatea valorificării energiei regenerabile în perioadele cu producție ridicată.

Implementarea investiției propuse va contribui la diminuarea acestor deficiențe prin dezvoltarea unor capacități de producere și stocare a energiei electrice din surse regenerabile, reducerea consumului de energie preluată din rețea, scăderea emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea rezilienței energetice a comunității locale, în concordanță cu obiectivele Programului Tranziție Justă și ale Planului Teritorial pentru Tranziție Justă al județului Mureș.

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

Cererea de energie electrică aferentă investiției a fost fundamentată pe baza Analizei Energetice elaborate pentru toate locurile de consum incluse în proiect, utilizând datele de consum facturate pentru ultimele 12 luni și informațiile furnizate de operatorul de distribuție și de beneficiarii finali.

Investiția propusă răspunde unei cereri reale și actuale de energie electrică la nivelul comunității locale, fiind destinată exclusiv acoperirii consumului propriu al clădirilor publice și al gospodăriilor vulnerabile incluse în proiect. Sistemele fotovoltaice și capacitățile de stocare au fost dimensionate astfel

încât producția de energie electrică să fie corelată cu necesarul de consum al beneficiarilor, în conformitate cu principiul autoconsumului și cu cerințele Programului Tranziție Justă.

În prezent, consumul de energie electrică al clădirilor publice incluse în proiect este asigurat integral din Sistemul Energetic Național, ceea ce generează costuri semnificative pentru bugetul local și expune beneficiarii la fluctuațiile prețurilor energiei electrice. De asemenea, gospodăriile vulnerabile identificate în cadrul analizei energetice se confruntă cu dificultăți în suportarea costurilor aferente consumului de energie, fenomen care contribuie la menținerea sărăciei energetice la nivel local.

Pe termen mediu (3-5 ani), se estimează o creștere a gradului de electrificare a consumurilor și a necesarului de energie electrică, ca urmare a dezvoltării serviciilor publice, a digitalizării și a utilizării unor echipamente cu consum energetic ridicat. În acest context, dezvoltarea unor capacități locale de producere și stocare a energiei electrice contribuie la creșterea securității energetice și la reducerea costurilor de exploatare.

Pe termen lung (5-15 ani), se estimează o creștere a rolului comunităților energetice locale și a sistemelor inteligente de management al energiei, în concordanță cu obiectivele Uniunii Europene privind tranziția energetică și decarbonizarea economiei. Investiția propusă creează premisele tehnice pentru dezvoltarea unei comunități de energie regenerabilă la nivelul UAT Orașul Ungheni, facilitând gestionarea eficientă a producției, stocării și consumului de energie electrică provenită din surse regenerabile.

Capacitățile de stocare prevăzute în cadrul proiectului au rolul de a maximiza gradul de autoconsum al energiei produse local, de a reduce energia preluată din rețea în perioadele de vârf de consum și de a crește reziliența energetică a beneficiarilor. Prin utilizarea sistemelor de management energetic (EMS), fluxurile de energie vor putea fi monitorizate și optimizate în timp real, conducând la o exploatare eficientă a infrastructurii energetice create.

Având în vedere consumurile existente, prognoza evoluției cererii de energie electrică și necesitatea reducerii vulnerabilității energetice a comunității locale, investiția propusă este justificată din punct de vedere tehnic, economic și social, contribuind la atingerea obiectivelor Programului Tranziție Justă și ale Planului Teritorial pentru Tranziție Justă al județului Mureș.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general al investiției îl reprezintă creșterea gradului de independență energetică și reducerea vulnerabilității energetice la nivelul Orașului Ungheni și al localității aparținătoare Vidrăsău prin dezvoltarea unor capacități de producere și stocare a energiei electrice din surse regenerabile destinate

autoconsumului.

Prin implementarea proiectului se urmărește atingerea următoarelor obiective specifice:

- Creșterea capacității de producție a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile publice și la nivelul gospodăriilor vulnerabile incluse în proiect.
- Creșterea gradului de autoconsum al energiei electrice produse local prin implementarea unor sisteme de stocare dimensionate conform cerințelor Programului Tranziție Justă.
- Reducerea cantității de energie electrică achiziționată din Sistemul Energetic Național și diminuarea costurilor de exploatare suportate de administrația publică locală și de beneficiarii finali.
- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin înlocuirea parțială a energiei electrice provenite din mixul energetic național cu energie electrică produsă din surse regenerabile.
- Combaterea fenomenului de sărăcie energetică prin asigurarea accesului gospodăriilor vulnerabile la surse proprii de producere și stocare a energiei electrice.
- Creșterea rezilienței energetice a comunității locale prin dezvoltarea unei infrastructuri moderne de producere, stocare și management al energiei.
- Implementarea sistemelor inteligente de management energetic (EMS) pentru monitorizarea, controlul și optimizarea consumului și producției de energie electrică.
- Crearea premiselor pentru înființarea și funcționarea unei Comunități de Energie Regenerabilă la nivelul UAT Orașul Ungheni, în conformitate cu prevederile legislației naționale și europene aplicabile.

În urma implementării proiectului vor fi realizați indicatorii de rezultat și de realizare asumați prin cererea de finanțare, respectiv:

- RCO 22 – Capacitate suplimentară instalată de producere a energiei electrice din surse regenerabile: 0,78 MW (780 kWac în invertoare; 827,86 kWp în module fotovoltaice, din care Acțiunea A – clădiri publice: 207,76 kWp / 195 kWac, Acțiunea B – gospodării: 620,10 kWp / 585 kWac);

- RCR 31 – Producția anuală estimată de energie electrică din surse regenerabile: 971.69 MWh/an;
- Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră: 165.20 t CO₂ echivalent/an;
- Numărul sistemelor EMS instalate pentru monitorizarea și optimizarea fluxurilor energetice: 121;
- Înființarea și operaționalizarea unei Comunități de Energie Regenerabilă pe perioada de durabilitate a investiției.

Realizarea investiției va contribui la atingerea obiectivelor europene și naționale privind eficiența energetică, promovarea surselor regenerabile de energie, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și sprijinirea comunităților afectate de procesul de tranziție către neutralitatea climatică.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUA SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

În prezentul studiu de fezabilitate se propune tratarea a 2 scenarii tehnico-economice. Având în vedere suprafețele disponibile, s-au făcut simulări cu software-ul PVSyst din care a rezultat o putere instalată de 827,86 kWp în module fotovoltaice (780 kWac în invertoare).

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)**

Categoria și clasa de importanță:

În conformitate cu Legea nr. 10/95 privind calitatea în construcții cu toate completările și modificările ulterioare și Hotărârea de Guvern 766/97 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții cu toate completările și modificările ulterioare, anexa 3 Regulament privind stabilirea categoriei de importanță a clădirilor, categoria de importanță a întregului ansamblu este C.

În conformitate cu prevederile “Normativului pentru proiectarea antiseismică a construcțiilor de locuințe social - culturale, agrozootehnice și industriale” – indicativ P100-1/2013, clasa de importanță a construcțiilor este „III”.

Obiectivul de investiții se va realiza pe mai multe amplasamente situate în intravilanul localităților Ungheni și Vidrăsău, județul Mureș, aflate în proprietatea publică a Orașului Ungheni (UAT Ungheni). Toate imobilele sunt libere de sarcini sau interdicții care ar putea afecta implementarea centralelor fotovoltaice.

Denumire Locație	Nr. Cadastral	UAT	Suprafața Teren (mp)	Destinație
Baza Sportivă Ungheni	58371	Ungheni	9.986	Construcție administrativ-socială
Școala Generală Ungheni	52685	Ungheni	5.650	Școală, sală de sport, grădiniță
Cămin Cultural Vidrăsău	52499	Ungheni	2.364	Cămin cultural
Școala Vidrăsău	55607	Ungheni	2.258	Școală generală

Suplimentar clădirilor publice (Acțiunea A), proiectul include acoperișurile gospodăriilor individuale ale persoanelor vulnerabile identificate în localitățile componente, conform „Listei de angajament”, titularii făcând dovada proprietății și a domiciliului la adresele respective.

b) Relații cu zonele învecinate, accesuri existente și /sau căi de acces posibile

Toate amplasamentele sunt situate în zone rezidențiale sau de utilitate publică și beneficiază de acces rutier facil:

- Baza Sportivă Ungheni: Acces din Strada Poștei
- Școala Generală Ungheni: Acces din Strada Principală nr. 107
- Căminul Cultural Vidrăsău: Acces din drumul comunal DC124
- Școala Vidrăsău: Acces din Strada Eroilor nr. 28

Vecinătățile sunt formate preponderent din gospodării individuale și spații verzi, neexistând constrângeri de umbră care să afecteze randamentul sistemelor fotovoltaice.

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

Nu e cazul.

d) Surse de poluare existente în zonă

Nu s-au identificat surse de poluare atmosferică, chimică sau electromagnetică care să poată degrada performanța modulelor fotovoltaice sau a invertoarelor propuse. Amplasamentele se află în zone cu aer curat, specifice localităților de tranzit din județul Mureș.

e) Date climatice și particularități de relief

Clima este temperat-continentală, cu temperaturi medii anuale cuprinse între 09 – 10°C. Conform STAS 1709/1-90, localitățile Ungheni și Vidrăsău (jud. Mureș) se încadrează în tipul climatic II, având următoarele caracteristici tehnice luate în calcul pentru dimensionarea structurilor de montaj:

- i. Indice maxim de îngheț pe o perioadă de 30 ani – 740;
- ii. Adâncimea zonei de îngheț – 0.9 m
- iii. Presiune dinamică de bază a vântului - 0.4 kN/m²
- iv. Încărcare cu zăpadă cu greutate de referință – 1.5 kN/mp

f) Conform NTE 001/03/00, amplasamentul situat în localitatea Ungheni, județul Mureș, se încadrează în zona B din punct de vedere al indicelui cronokeraunic, cu o durată medie anuală a orajelor de 100–129 ore/an, respectiv în zona B din punct de vedere al indicelui izokeraunic, cu un număr mediu de 40–49 zile/an cu descărcări electrice atmosferice.

g) Existența unor rețele edilitare, posibile interferențe cu monumente istorice sau terenuri care aparțin unor instituții din sistemul de apărare:

I. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/ protejare, în măsura în care pot fi identificate.

Proiectul nu se referă la eventualele devieri/protejări de utilități (electrice, gaz, apă-canal, canale de comunicații, etc.) înscrise în avizele corespunzătoare certificatului zonal, ci la stabilirea condițiilor de coexistență cu acestea. Dacă este cazul, acestea se vor trata ca obiecte separate.

II. Posibile interferențe cu monumente istorice / de interes arhitectural sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specificate în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.

Nu este cazul.

III. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

Nu este cazul.

h) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament, dacă sunt aplicabile sau relevante pentru obiectivului de investiții respectiv - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând

Pentru sistemele montate pe acoperiș (majoritare în proiect), fundamentarea se face pe baza capacității portante a structurii de rezistență a clădirilor. Pentru micile segmente montate la sol (dacă va fi cazul la Baza Sportivă), studiul geotehnic se va elabora la etapa Proiectului Tehnic (PT), conform normativelor în vigoare, pentru dimensionarea fundațiilor structurilor metalice.

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic, la nivelul unor linii generale ale proiectului tehnic preliminar

Energia solara este o energie curata, regenerabila si inepuizabila. Aceasta este una dintre cele mai folosite alternative ale combustibililor fosili, având un impact favorabil asupra mediului înconjurător. Captarea energiei solare se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. În prezent, generatoarele de energie electrică care funcționează pe baza conversiei fotovoltaice a energiei solare sunt denumite generic: sisteme fotovoltaice.

Avantajele unui sistem fotovoltaic sunt multiple și vom expune doar câteva:

Durata de viață considerată în prezentul studiu este de 18 ani (perioada de referință a analizei), modulele putând funcționa 25–30 de ani;

- Energia captată de la soare este abundentă și inepuizabilă;
- Nu afectează mediul înconjurător în timpul funcționării;
- În timp ce funcționează nu emite sunete sau gaze care să influențeze încălzirea globală;

Sistemele fotovoltaice au o contribuție semnificativă în ceea ce privește protejarea mediului prin reducerea emisiilor de GES ca urmare a înlocuirii energiei electrice generate de către centralele clasice de producere a energiei electrice pe bază de cărbune.

A. Prezentare scenariu tehnico-economic – varianta 1 sud:

Amplasamentul propus pentru realizarea investiției este situat în orasul Ungheni. Panourile fotovoltaice vor fi montate pe acoperișurile clădirilor, conform planului de situație, într-un număr corespunzător (aproximativ 1562 buc), pentru o putere instalată de aproximativ 827.86 kWp în modulele fotovoltaice și o putere de 780 kWac în invertoare.

S-au ales panouri fotovoltaice monofaciale, monocristaline, tehnologie half-cut, cu o putere instalată a panoului de 530 Wp minim sau echivalent în condiții STC.

Conform fișei tehnice, panourile fotovoltaice se pot înscria până la o tensiune maximă de 1500 V c.c./șir de panouri, conform IEC 61730: Ediția 2.

Panourile fotovoltaice se vor monta pe acoperișul clădirii, pe o structură metalică de susținere fixă, fiind orientate spre sud. Înclinarea modulelor va fi cuprinsă între 5° și 10°, în funcție de configurația acoperișului și de recomandările prevăzute în Proiectul Tehnic de Execuție.

Pentru a prelua energia electrică generată de șirurile de panouri fotovoltaice s-au prevăzut invertoare cu o putere aparentă instalată între 5 și 25 kW, cu tensiunea de intrare cuprinsă între 200 - 1000 V c.c.,.

Se vor monta sisteme de stocare a energiei electrice (baterii LiFePO4), modulare, cu capacități de la 5,3 kWh la fiecare gospodărie (minim egală cu puterea instalată de 5,30 kWp) până la 135 kWh la Școala Generală Ungheni, pentru a asigura echilibrarea consumului și reducerea costurilor în orele de vârf. Capacitatea totală de stocare va fi de 830 kWh. Astfel, se maximizează autoconsumul și randamentul investiției, concomitent cu sporirea siguranței în alimentare. Totodată, stocarea minimizează impactul fluctuațiilor din rețea și contribuie la stabilitatea sistemului.

Comunicația/schimbul de date între invertoare se va realiza prin cabluri de comunicație. Fiecare inverter va avea integrat sistemul de conectare la comunicații, acesta permițând schimbul de informații și monitorizarea funcționării invertoarelor.

Pentru a prelua energia de la invertoare, s-a prevăzut un nou tablou „tablou invertoare” amplasat în apropierea tabloului general. În acest tablou nou, se va conecta și capacitatea de stocare.

Se vor executa prize de pământ din platbandă de oțel zincat termic/cupru/inox, după caz. La prizele de pământ se vor conecta toate părțile metalice ale echipamentelor și cadrele metalice de susținere a panourilor fotovoltaice.

Valoarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ comună, în situația în care din calcule reiese necesitatea instalației exterioare de protecție împotriva trăsnetului, trebuie să fie mai mică de 1 ohm.

Fixarea structurilor de susținere a panourilor fotovoltaice va fi adaptată în funcție de tipul acoperișului și de specificul terenului, asigurând stabilitate și protecție împotriva factorilor de mediu.

Pentru acoperișurile metalice tip tablă cutată sau panouri sandwich, montajul se va realiza prin fixarea directă pe structura portantă, utilizând șine de aluminiu și sisteme de prindere adecvate, precum șuruburi autoperforante sau cleme speciale, cu garnituri de etanșare pentru prevenirea infiltrațiilor.

Pe acoperișurile din țiglă ceramică sau beton, suporturile panourilor vor fi montate pe cârlige de fixare ancorate în structura acoperișului, fără perforarea țiglelor, asigurând astfel protecția hidroizolației.

Pentru acoperișurile plate din beton sau membrane hidroizolante, panourile se vor monta pe structuri cu balast, evitând perforarea, sau prin ancorare mecanică sau chimică, cu măsuri speciale de etanșare.

Tipul exact de structură de susținere și metoda de ancorare vor fi definite în cadrul proiectului tehnic de execuție, în funcție de analiza detaliată a acoperișurilor și a terenului disponibil.

B. Prezentare scenariu tehnico-economic – varianta 2 est vest:

Amplasamentul propus pentru realizarea investiției este situat în orasul Ungheni. Panourile fotovoltaice vor fi montate pe acoperișurile clădirilor, conform planului de situație, într-un număr corespunzător (aproximativ 1562 buc), pentru o putere instalată de aproximativ 827.86 kWp în modulele fotovoltaice și o putere de 780 kWac în invertoare.

S-au ales panouri fotovoltaice monofaciale, monocristaline, tehnologie half-cut, cu o putere instalată a panoului de 530 Wp minim sau echivalent în condiții STC.

Conform fișei tehnice, panourile fotovoltaice se pot înseria până la o tensiune maximă de 1500 V c.c./șir de panouri, conform IEC 61730: Ediția 2.

Panourile fotovoltaice se vor monta pe acoperișul clădirii, pe o structură metalică de susținere fixă, fiind orientate est - vest. Înclinarea modulelor va fi cuprinsă între 5° și 10°, în funcție de configurația acoperișului și de recomandările prevăzute în Proiectul Tehnic de Execuție.

Pentru a prelua energia electrică generată de șirurile de panouri fotovoltaice s-au prevăzut invertoare cu o putere aparentă instalată între 5 și 25 kW, cu tensiunea de intrare cuprinsă între 200 - 1000 V c.c.,

Se vor monta sisteme de stocare a energiei electrice (baterii LiFePO4), modulare, cu capacități de la 5,3 kWh la fiecare gospodărie (minim egală cu puterea instalată de 5,30 kWp) până la 135 kWh la Școala Generală Ungheni, pentru a asigura echilibrarea consumului și reducerea costurilor în orele de vârf. Capacitatea totală de stocare va fi de 830 kWh. Astfel, se maximizează autoconsumul și randamentul investiției, concomitent cu sporirea siguranței în alimentare. Totodată, stocarea minimizează impactul fluctuațiilor din rețea și contribuie la stabilitatea sistemului.

Comunicația/schimbul de date între invertoare se va realiza prin cabluri de comunicație. Fiecare inverter va avea integrat sistemul de conectare la comunicații, acesta permițând schimbul de informații și monitorizarea funcționării invertoarelor.

Pentru a prelua energia de la invertoare, s-a prevăzut un nou tablou „tablou invertoare” amplasat în apropierea tabloului general. În acest tablou nou, se va conecta și capacitatea de stocare.

Se vor executa prize de pământ din platbandă de oțel zincat termic/cupru/innox, după caz. La prizele de pământ se vor conecta toate părțile metalice ale echipamentelor și cadrele metalice de susținere a panourilor fotovoltaice.

Valoarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ comună, în situația în care din calcule reiese necesitatea instalației exterioare de protecție împotriva trăsnetului, trebuie să fie mai mică de 1 ohm.

Fixarea structurilor de susținere a panourilor fotovoltaice va fi adaptată în funcție de tipul acoperișului și de specificul terenului, asigurând stabilitate și protecție împotriva factorilor de mediu.

Pentru acoperișurile metalice tip tablă cutată sau panouri sandwich, montajul se va realiza prin fixarea directă pe structura portantă, utilizând șine de aluminiu și sisteme de prindere adecvate, precum șuruburi autoperforante sau cleme speciale, cu garnituri de etanșare pentru prevenirea infiltrațiilor.

Pe acoperișurile din țiglă ceramică sau beton, suporturile panourilor vor fi montate pe cârlige de fixare ancorate în structura acoperișului, fără perforarea țiglelor, asigurând astfel protecția hidroizolației.

Pentru acoperișurile plate din beton sau membrane hidroizolante, panourile se vor monta pe structuri cu balast, evitând perforarea, sau prin ancorare mecanică sau chimică, cu măsuri speciale de etanșare.

Tipul exact de structură de susținere și metoda de ancorare vor fi definite în cadrul proiectului tehnic de execuție, în funcție de analiza detaliată a acoperișurilor și a terenului disponibil..

3.3. Costurile estimative ale investiției

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții sunt prezentate în tabel:

Costurile estimative pentru realizarea investiției	Varianta 1	Varianta 2
Costul total al investiției, exclusiv TVA (euro)	2.510.046,73	2.558.674,71
Costul total al investiției, exclusiv TVA (lei)	12,764,842.64	13,012,140.25

Costurile estimative pentru realizarea investiției

Valorile au fost calculate în euro, valoarea unui euro fiind 5.0855lei. Devizul general de realizare a investiției este atașat prezentei documentații în ANEXA 1.

Rezerva acoperă ajustarea prețului la contractele de furnizare și execuție (clauza de ajustare cf. Legii 98/2016 art. 221, formulă cu indici INS), dimensionată la 24.790 €, suportată integral de beneficiar din bugetul local.

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

Pentru racordarea noilor capacități de producție la SEN, fiecare loc de consum dispune de certificat de racordare/aviz tehnic de racordare emis de DEER – Sucursala Transilvania Nord pe POD-ul existent: 117 gospodării și 4 clădiri publice. Certificatul de racordare înlocuiește avizul tehnic de racordare pentru locurile de consum existente (Ord. ANRE nr. 59/2013). Actualizarea acestora pentru regimul de prosumator se face de către operatorul de distribuție, după punerea în funcțiune.

În conformitate cu secțiunea 5.2.1 pct. 16 și cu secțiunea 7.4 pct. 18 din Ghidul solicitantului, raportul de expertiză tehnică la acțiuni seismice este necesar pentru clădirile cu mai mult de 2 niveluri pe care se montează instalațiile de producere. Școala Generală Ungheni dispune de raport de expertiză tehnică, anexat, care confirmă că imobilul nu este încadrat în clasa I sau II de risc seismic. Baza Sportivă Ungheni (2 niveluri), Căminul Cultural Vidrăsău (1 nivel) și Școala Vidrăsău (1 nivel) nu au mai mult de 2 niveluri și nu intră sub incidența acestei cerințe. Niciuna dintre clădiri nu are caracter provizoriu.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul estimativ de realizare a investiției, care se va desfășura pe o perioadă de aproximativ 24 luni, este atașat prezentei documentații în ANEXA 2 - Grafic GANTT derulare investiție.

Graficul de execuție este identic pentru ambele scenarii analizate, întrucât etapele și durata de realizare a lucrărilor nu sunt influențate de orientarea panourilor fotovoltaice pe acoperiș.

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

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

Studiul evaluează investiția UAT Ungheni în capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile (SRE) și sisteme de stocare, vizând atenuarea impactului tranziției către neutralitatea climatică în județul Mureș

Ca urmare a realizării acestei investiții, se preconizează a fi îndeplinite următoarele:

- Asigurarea unei flexibilități crescute în ceea ce privește producția de energie electrică în funcție de cerere și de iradierea maximă disponibilă;
- Durata de viață a fiecărei instalații să fie de 18 ani cu o reducere maximă a randamentului de până la 15 % la finalul acestei perioade;
- Reducerea emisiilor de CO₂.

Scenariile de referință sunt următoarele:

VARIANTA 1 – se vor monta panouri fotovoltaice, monofaciale monocristaline pe suprafața acoperisurilor disponibile care face obiectul proiectului, în orientare sudică, urmărindu-se modul de amplasare care să permită amplasarea unui număr maxim de module fotovoltaice și o producție specifică (kWh/kW) de energie electrică superioară.

VARIANTA 2 – se vor monta panouri fotovoltaice, monofaciale monocristaline pe suprafața acoperisurilor disponibile care face obiectul proiectului, în orientare est-vest, urmărindu-se modul de

amplasare care să permită amplasarea unui număr maxim de module fotovoltaice și o producție specifică (kWh/kW) de energie electrică superioară.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta proiectul de parteneriat public-privat/de concesiune

Schimbările climatice reprezintă o provocare semnificativă pentru producerea și utilizarea energiei electrice, inclusiv în cazul sistemelor destinate autoconsumului. Creșterea treptată a temperaturilor, intensificarea și frecvența fenomenelor meteorologice extreme, precum și modificarea tiparelor de precipitații pot influența atât producția de energie, cât și eficiența echipamentelor.

În contextul actual, beneficiarul își propune să asigure un grad ridicat de autonomie energetică prin utilizarea unui sistem fotovoltaic. Deși creșterea temperaturilor poate reduce ușor randamentul panourilor fotovoltaice, cererea de energie în sezonul cald este anticipată a fi mai ridicată, compensând acest efect. Pe de altă parte, încălzirea globală determină o scădere a consumului de energie pentru încălzire iarnă, însă aceasta nu echilibrează necesarul crescut pentru climatizare și răcire în perioadele cu temperaturi extreme.

În plus, resursele de apă, esențiale pentru producerea de hidroenergie, sunt expuse riscului de reducere în urma scăderii precipitațiilor, afectând astfel echilibrul general al Sistemului Energetic Național. Deși această situație nu are un impact direct asupra proiectului de producție pentru autoconsum, o eventuală instabilitate în rețeaua de transport poate influența condițiile de funcționare în regim de preluare sau livrare a surplusului de energie.

Sistemul fotovoltaic proiectat este conceput pentru a rezista la fenomene meteorologice extreme, precum vânt puternic, grindină și acumulări de zăpadă, conform standardelor de siguranță și durabilitate. În cazul unor condiții climatice severe, măsuri suplimentare de protecție și monitorizare vor asigura continuitatea funcționării și adaptabilitatea sistemului la schimbările mediului înconjurător.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

Alimentarea serviciilor interne ale bateriei și a invertoarelor se va realiza din tabloul electric general existent la locația proiectului.

Contorizarea energiei electrice se va efectua prin intermediul unui contor bidirecțional, care va fi montat de operatorul de distribuție în locul contorului existent, la trecerea locului de consum în regim de prosumator.

Analiza consumului și a producției. În conformitate cu secțiunile 3.13 și 5.2.2 din Ghidul solicitantului, capacitățile de producție au fost dimensionate în raport cu consumul propriu al fiecărui loc

de consum, determinat ca medie a consumului facturat în ultimele 12 luni. Tabelul următor prezintă, pentru fiecare loc de consum, consumul anual și producția estimată prin simulare PVsyst (Varianta 1 – orientare Sud), detaliate în Analiza energetică (Anexa 6).

Loc de consum	Putere instalată	Producție PVsyst (kWh/an)	Consum facturat ultimele 12 luni (kWh/an)	Consum estimat perioada de durabilitate (kWh/an)	Producție / consum estimat
Baza Sportivă Ungheni	40,28 kWp / 40 kWac	48.105	[din facturi]	[din facturi]	[_ %]
Școala Generală Ungheni	135,68 kWp / 125 kWac	163.037	[din facturi]	[din facturi]	[_ %]
Căminul Cultural Vidrăsău	20,14 kWp / 20 kWac	24.053	[din facturi]	[din facturi]	[_ %]
Școala Vidrăsău	11,66 kWp / 10 kWac	13.843	[din facturi]	[din facturi]	[_ %]
117 gospodării (total)	620,10 kWp / 585 kWac	722.650	233.609 *	725.009 **	≈ 100%
TOTAL	827,86 kWp / 780 kWac	971.688	[total]	[total]	[_ %]

* Consumul istoric al gospodăriilor (media de 166 kWh/lună/gospodărie din facturi, extrapolată la 117 gospodării). ** Consumul estimat include consumul echipamentelor electrice ce urmează a fi instalate în gospodării (preparare apă caldă menajeră și pompă de căldură aer-aer, ≈ 4.200 kWh/an/gospodărie), asumate prin declarațiile anexate Listei de angajament, conform Anexei 11 la Ghid („în cadrul analizei energetice se poate include consumul estimat al echipamentelor care urmează a fi instalate”). Producția anuală nu depășește necesarul anual de consum al locurilor de consum, astfel încât nu se creează capacități peste necesar. Energia produsă și neconsumată instantaneu este stocată, iar excedentul injectat în rețea se compensează în regim de prosumator, fără a genera venituri comerciale; eventualele sume sunt direcționate exclusiv către mentenanță și funcționarea comunității de energie (secțiunea 3.13 din Ghid). Pentru Căminul Cultural Vidrăsău, consumul facturat trebuie să susțină o producție de 24.053 kWh/an.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

Realizarea investiției în capacități de producție RES și stocare pentru UAT Ungheni este concepută pentru a asigura o durabilitate ridicată, atât din perspectivă tehnică (durată de viață a sistemelor de minimum 18 de ani), cât și socio-economică și de mediu, în acord cu obiectivele Fondului pentru o Tranziție Justă

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Proiectul contribuie direct la atenuarea disparităților sociale prin combaterea fenomenului de sărăcie energetică la nivel local

Incluziune și vulnerabilitate: Prin Componenta B, proiectul asigură accesul la energie verde pentru gospodăriile vulnerabile și persoanele afectate direct de procesul de tranziție (persoane peste 55 de ani, familii monoparentale, minorități etnice)

Egalitatea de șanse: Implementarea investiției respectă Carta drepturilor fundamentale a UE, eliminând orice formă de discriminare în selecția beneficiarilor și în procesul de execuție a lucrărilor. Accesibilitatea la energia produsă va fi garantată prin înființarea unei Comunități de Energie din Surse Regenerabile, care va asigura managementul colectiv și echitabil al resurselor.

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

Investiția generează un impact pozitiv asupra ocupării forței de muncă în județul Mureș:

Faza de realizare (24 luni): Se estimează crearea unor locuri de muncă temporare în domeniul construcțiilor-montaj și instalațiilor electrice pentru instalarea panourilor pe clădiri publice și a kiturilor individuale pe case.

Faza de operare (18 ani): Sustenabilitatea este asigurată prin necesitatea serviciilor de mentenanță preventivă și corectivă a sistemelor fotovoltaice și a bateriilor, ce vor fi prestate de specialiști atestați.

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

Protecția biodiversității și a siturilor protejate:

Nu e cazul.

· Atenuarea schimbărilor climatice

Proiectul propus va avea un impact pozitiv asupra reducerii emisiilor de GES provenite din producerea și utilizarea energiei, care conduc la eliminarea treptată a cărbunelui din mixul energetic și înlocuirea acestuia cu capacități de producție, orientate către viitor, flexibile și eficiente de energie electrică. Proiectul va contribui la decarbonizarea sectorului energetic prin stimularea dezvoltării capacităților suplimentare de producere a energiei din surse regenerabile.

Înlocuirea cărbunelui din mixul energetic nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind atenuarea schimbărilor climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Mai mult, implementarea proiectului va conduce la o reducere a emisiilor de GES în sectorul energetic.

Proiectul are un impact pozitiv asupra atenuării schimbărilor climatice: producția de 971,69 MWh/an din surse regenerabile conduce la o reducere a emisiilor de 165,20 t CO₂ echivalent/an (factor de emisie 0,170 t CO₂/MWh), iar emisiile din faza de execuție sunt reduse și temporare. Amprenta de carbon a proiectului se situează mult sub pragurile de semnificație din Orientările tehnice privind imunizarea infrastructurii la schimbările climatice (2021/C 373/01), astfel încât nu este necesară o analiză detaliată pe pilonul atenuare.

Pe pilonul adaptare, au fost examinate expunerea și vulnerabilitatea la vânt puternic, zăpadă, grindină, temperaturi ridicate și precipitații extreme. Riscurile sunt tratate prin dimensionarea structurilor de susținere la încărcările din zăpadă și vânt conform CR 1-1-3 și CR 1-1-4 la faza PT, prin alegerea de module certificate IEC 61215/61730 (rezistență la grindină), invertoare și baterii cu grad de protecție adecvat și funcționare la temperaturi ridicate, precum și prin monitorizarea permanentă prin EMS. Detaliile sunt prezentate în documentația privind imunizarea la schimbările climatice.

· **Adaptarea la schimbările climatice**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind adaptarea la schimbările climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Sensibilitatea activității desfășurate pe amplasament la variația parametrilor climatici și la apariția fenomenelor meteorologice extreme, este neînsemnată.

Parametrii climatici în raport cu care s-a evaluat sensibilitatea proiectului sunt:

- Efecte primare ale schimbărilor climatice: precipitații și temperaturi extreme maxime, medii și minime, radiația solară, umiditatea, viteza maximă și medie a vântului,
- Efecte secundare / pericole asociate: disponibilitatea resurselor de apă, furtuni, inundații, calitatea aerului, incendii și cutremure ori alte fenomene sau evenimente artificiale sau naturale.

Se considera ca apariția pericolului climatic nu are impact major asupra activității desfășurate pe amplasament.

Impactul va fi minim din punct de vedere economic, de mediu și/sau social și poate fi rezolvat prin întreținerea și exploatarea corespunzătoare a parcului fotovoltaic .

In faza de realizare lucrări impactul va fi local, numai in zona de lucru, redus in perioada funcționării daca se respecta toate masurile de protecție a mediului.

Nu exista riscul apariției unui impact cumulat semnificativ asupra factorilor de mediu.

· **Utilizarea durabila și protejarea resurselor de apa și a celor marine**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind utilizarea și protecția sustenabile a apelor și a resurselor marine, luând în considerare efectele directe și efectele primare

indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Nu implică riscuri de degradare a mediului legate de păstrarea calității apei sau de accentuarea deficitului de apă.

Instalațiile fotovoltaice permit producerea energiei electrice fără utilizarea nici unui tip de combustie, deci fără surse de emisii directe sau indirecte, fără generarea de zgomote și vibrații, neavând utilaje, agregate, motoare în mișcare, ceea ce face ca impactul instalației asupra factorilor de mediu (apa, aer, sol, subsol, zgomot și vibrații) și implicit a sănătății populației să fie nesemnificativ, prin urmare efectul cumulativ este nesemnificativ (fără impact asupra mediului).

Nu se vor utiliza substanțe periculoase pentru întreținerea sistemelor fotovoltaice ce vor fi instalate prin proiect, care prin levigare pot afecta pânza freatică din apropiere. Nu se vor realiza alte instalații sanitare în zona de implementare a proiectului, utilizându-se doar instalațiile sanitare disponibile.

· **Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora**

Proiectul propus nu are un impact semnificativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind economia circulară, incluzând prevenirea deșeurilor și reciclarea, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Activitatea de gestionare a deșeurilor se va desfășura conform prevederilor privind regimul deșeurilor.

Cantitatea de deșeuri rezultată în urma lucrărilor propriu-zise de construcții-montaj va fi redusă, colectarea fiind una din sarcinile executantului, pe toată perioada existenței șantierului. Vor mai rezulta deșeuri reprezentând în principal materialele folosite ca ambalaje ale echipamentelor aduse pe șantier pentru lucrările de montaj. Acestea se vor colecta selectiv și vor fi depozitate temporar în spații special amenajate de către executant, conform ghidurilor de specialitate în vigoare. Decizia privind valorificarea sau depozitarea finală în depozite conforme a materialelor rezultate ca deșeuri din și pentru lucrările de construcții-montaj, va aparține executantului, dacă prin contract nu se hotărăște altfel.

Deșeurile metalice rezultate se vor depozita temporar în incinta organizării de șantier, până când vor fi preluate ca deșeuri industriale reciclabile (fier vechi), de către firme autorizate.

Executantul va urmări ca aprovizionarea cu materiale să se efectueze astfel încât să nu se creeze stocuri care, prin depreciere, să conducă la formarea de deșeuri.

Deșeurile apărute vor fi depozitate în zone clar marcate și semnalizate, iar containerele pentru depozitare vor fi inscripționate. Se va urmări cu atenție să nu se depășească capacitatea de depozitare a containerelor.

În timpul exploatării instalațiilor, evidența deșeurilor produse va fi ținută conform H.G. nr. 856/2002, avându-se în vedere tipul deșeurilor, codul acestuia, cantitatea produsă, precum și modul de colectare, stocare, valorificare și eliminare finală.

La finalul duratei de viață, panourile fotovoltaice vor fi direcționate către centre specializate pentru reciclare. În România, infrastructura pentru reciclarea acestor echipamente este în curs de dezvoltare, iar câteva organizații au început deja să ofere servicii în acest domeniu:

- GreenWEEE², parte a grupului Green Group, a implementat un proces automatizat de reciclare a panourilor fotovoltaice, reușind să recupereze materiale precum siliciul, sticla, plasticul și metalele neferoase¹.
- Recolamp³, începând cu iulie 2023, colectează și reciclează panouri fotovoltaice, oferind o soluție eficientă atât pentru producători, cât și pentru utilizatori finali².

În prezent, România dispune de capacități dedicate reciclării⁴ panourilor fotovoltaice, un pas important în dezvoltarea infrastructurii necesare gestionării sustenabile a deșeurilor provenite din sectorul energiei regenerabile. În anul 2025 a fost inaugurată prima fabrică specializată în reciclarea integrală a panourilor fotovoltaice, amplasată în județul Brașov, aceasta permițând recuperarea materialelor valoroase precum sticla, aluminiul, siliciul și metalele prețioase și reintegrarea acestora în circuitul economic.

Totodată, prin intermediul investițiilor finanțate din fonduri europene și prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), sunt susținute proiecte destinate dezvoltării capacităților de reciclare și producție pentru industria fotovoltaică, contribuind la consolidarea economiei circulare și la reducerea impactului asupra mediului.

Aceste demersuri contribuie la creșterea gradului de valorificare a materialelor recuperabile, la reducerea cantităților de deșeuri depozitate și la dezvoltarea unui sector energetic sustenabil, în concordanță cu obiectivele europene privind tranziția verde și utilizarea eficientă a resurselor.

• **Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului**

² GreenWEEE – reciclarea panourilor fotovoltaice: stireaverde.ro

³ Recolamp – colectarea și reciclarea panourilor fotovoltaice: recolamp.ro

⁴ https://sunrecycling.ro/?utm_source=chatgpt.com

Proiectul propus nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind prevenirea și controlul poluării aerului, apei și solului, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării. Mai mult, proiectul propusă va contribui la reducerea emisiilor de GES din sectorul energetic.

Având în vedere că sursele de poluare asociate activităților care se vor desfășura în faza de execuție sunt surse libere, deschise și au cu totul alte particularități decât sursele aferente unor activități industriale sau asemănătoare, nu se poate pune problema unor instalații de captare/prevenire și limitare emisii de poluanți în atmosferă

Stocarea temporară a deșeurilor nu generează poluanți care să afecteze calitatea aerului prin faptul că deșeurile sunt stocate pentru perioade foarte scurte de timp în containere sau recipiente adecvate, ele fiind ridicate periodic de către societăți specializate pentru valorificare/eliminare, pe baza de contract ferm încheiat în acest sens

Procese tehnologice de execuție a lucrărilor specifice implică folosirea unor grupuri de utilaje cu funcții adecvate. Aceste utilaje în lucru pot reprezenta surse de zgomot.

În perioada de execuție, în fronturile de lucru, pe perioade limitate de timp, nivelul de zgomot poate atinge valori fără a depăși 60 dB(A) exprimat pentru perioade de maxim 10 ore. Aceste niveluri se încadrează în limitele acceptate de normele de protecția muncii și prevăzute de standardele și normativele în vigoare pentru acest gen de activități.

Pentru perioada de exploatare, limitele admisibile privind nivelurile de zgomot sunt cele prevăzute de standardul (SR 10009/2017).

Nu este necesar să se facă amenajări și dotări pentru protecția împotriva radiațiilor, întrucât nu sunt surse de radiații.

· **Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor**

Proiectul propus nu va avea un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind protecția și refacerea biodiversității și ecosistemelor, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Având în vedere condițiile de pe amplasament și amploarea investiției, se apreciază că impactul negativ asupra factorilor de mediu va fi neglijabil.

Zona afectata de execuția investiției prin stocarea temporara a materialelor utilizate la realizarea lucrărilor se limitează strict la spațiul deținut în folosință de titularul activității.

Pentru diminuarea eventualului impact local și temporar, se impun unele măsuri:

- după realizarea investiției se vor îndepărta deșeurile rezultate, suprafețele de teren ocupate temporar vor fi curățate și aduse la starea inițială.
- se vor amplasa containere pentru colectarea selectivă a deșeurilor urmând ca acestea să fie eliminate sau valorificate după caz, prin unități specializate, fără a pune în pericol sănătatea umană și fără a dauna mediului.
- se vor folosi materiale și utilaje care au agrement tehnic de specialitate.

La terminarea lucrărilor, suprafețele de teren ocupate temporar, vor fi predate prin redarea acestora în circuitul funcțional. Constructorul are obligația de a preda amplasamentul către beneficiar, liber de sarcini.

În faza de execuție cât și în faza de funcționare natura și dimensiunea proiectului măsurile de izolare a activității, stocarea controlată și pe termen scurt a deșeurilor, converg în elemente cu impact semnificativ redus asupra ecosistemelor terestre și acvatice.

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

Amplasamentul destinat investiției îl constituie acoperișurile clădirilor aflate pe proprietatea beneficiarului. Având în vedere integrarea acestora în cadrul existent, impactul investiției asupra mediului antropic este considerat neglijabil.

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

În contextul politicilor europene și naționale actuale, care vizează atingerea neutralității climatice până în anul 2050 și accelerarea tranziției energetice prin intermediul Programului Tranziție Justă (PTJ), UAT Ungheni își propune dezvoltarea unor capacități de producție și stocare a energiei din surse regenerabile

Investiția este strategică pentru comunitatea locală, vizând reducerea amprente de carbon și asigurarea unei energii verzi accesibile, în acord cu Obiectivul de Dezvoltare Durabilă 7 (ODD 7)

Implementarea proiectului este oportună din următoarele perspective tehnice și sociale:

- Protecția mediului și sănătatea populației: Sistemele fotovoltaice produc energie fără procese de combustie, eliminând emisiile de gaze cu efect de seră (GES) și contribuind la scăderea poluării aerului în județul Mureș
- Confort acustic: Spre deosebire de sursele convenționale, instalațiile propuse nu generează zgomot sau vibrații în faza de operare, asigurând un mediu optim pentru clădirile publice (școli, servicii sociale) și gospodăriile incluse în proiect
- Combaterea sărăciei energetice: Prin Acțiunea B, proiectul vizează direct gospodăriile vulnerabile, oferindu-le protecție împotriva volatilității prețurilor de pe piața liberă și reducerea facturilor la utilități

Justificarea dimensionării: Dimensionarea capacității de producție și a sistemelor de stocare s-a realizat în strictă conformitate cu metodologia impusă de Ghidul Solicitantului PTJ, bazându-se pe:

Analiza Energetică a consumului real: Puterea instalată a fost calculată pentru a acoperi exclusiv necesarul anual de energie, utilizând ca bază de calcul media consumului din ultimele 12 luni pentru fiecare locație publică și gospodărie individuală

Echilibrarea prin stocare obligatorie: Sistemul include baterii de stocare (reprezentând între 15% și 30% din valoarea finanțării), dimensionate pentru a optimiza autoconsumul și a asigura flexibilitatea fluxurilor energetice în perioadele fără radiație solară

Caracterul non-profit: Instalația este proiectată exclusiv pentru autoconsumul viitoarei Comunități de Energie. Orice eventual excedent de producție nu va fi utilizat în scopuri care determină obținerea de venituri comerciale, eventualele venituri marginale fiind direcționate strict către mentenanța sistemului sau costurile de funcționare a comunității

Prin această abordare, proiectul UAT Ungheni asigură conformitatea cu standardele DNSH și fundamentează din punct de vedere tehnic și economic înființarea primei comunități de energie din regiune, transformând consumatorii pasivi în membri activi ai tranziției verzi.

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

Analiza Cost Beneficiu aferenta realizarii lucrarilor de interventie reprezinta un instrument economico – matematic, menit să faciliteze luarea unor decizii de finantare, si implicit de alocare a unor resurse economice in prezent, in speranta obtinerii unor beneficii economice si sociale viitoare, in

contextul incertitudinilor asociate unui orizont de timp lung, asociat perioadelor de implementare si producere de efecte ce caracterizeaza proiectele de investitii.

In acest cadru complex, un dialog serios intre toti factorii implicati, care impartasesc seturi diferite de informatii si obiective politice, ar trebui sa fie completat de mecanisme solide de stimulare, pentru evaluarea proiectelor, cu scopul de a depasi asimetria informatiei structurale.

O alta definitie stabileste ca aceasta este instrumentul de evaluare a avantajelor investitiilor din punctul de vedere al tuturor grupurilor de factori interesati, pe baza valorilor monetare atribuite tuturor consecintelor pozitive si negative ale investitiei.

Obiectivele principale ale analizei sunt:

- de a stabili masura in care proiectul contribuie la politica de coeziune economica si sociala;
- de a evalua gradul in care sunt respectate obiectivele finantatorului caruia ii sunt solicitate fondurile pentru investitii;
- de a stabili masura in care proiectul are nevoie de co-finantare din surse atrase pentru a fi viabil financiar (daca beneficiile nete ale proiectului, ca diferenta intre beneficii si costuri, sunt pozitive pentru societate, atunci societatea inregistreaza un avantaj in urma implementarii proiectului).

Asadar, analiza cost beneficiu este necesara pentru a oferi dovada ca un proiect, care se incadreaza in obiectivele politicii economice generale stabilite de catre finantator, este dezirabil din perspectiva economica dar are si nevoie de contributia din fonduri publice, pentru a fi fezabil financiar.

In acelasi timp, exista alte doua cerinte secundare pe care analiza le indeplineste:

- sa determine sustenabilitatea financiara a proiectului si a companiei/institutiei care va primi cofinantarea din fonduri publice;
- sa determine profitabilitatea proiectului. Profitabilitatea proiectului va fi masurata prin indicatorii RIRF/C si RIRF/K, determinati inainte si dupa cofinantarea din fonduri publice, cel din urma indicator doar daca se solicita in mod expres.

Principiile si metodologiile care au stat la baza intocmirii prezentei analize financiare si economice sunt in conformitate cu:

- *HOTĂRÂRE nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnicoeconomice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice*
- *HOTĂRÂRE nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor /proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice*

-Economic Appraisal Vademecum 2021-2027 Link ⁵

- Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects for Cohesion Policy 2014 – 2020⁶

- The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB⁷

- Ghid national pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor finantate din instrumentele structurale - elaborate de catre Autoritatea pentru Coordonarea Instrumentelor Structurale cu sprijinul consultantilor JASPERS si in consultare cu Autoritatile de Management relevante si Directia Generala Politica Regionala a Comisiei Europene

- Documentul de lucru nr.4 al Comisiei Europene (Directia Generala pentru Politica Regionala) - Orientari privind metodologia de realizare a Analizei Costuri- Beneficii;

- Indrumar de analiza cost-beneficiu pentru proiectele de investitii realizate din fonduri publice. Exemple de calcul elaborat de catre UNIVERSITATEA TEHNICA DE CONSTRUCTII DIN BUCURESTI in parteneriat cu ACADEMIA DE STUDII ECONOMICE DIN BUCURESTI in cadrul proiectului Analiza cost-beneficiu pentru proiectele de investitii realizate din fonduri publice. indicatori, categorii de obiective de investitii, exemple de calcul - Bucuresti 2014.

Analiza cost-beneficiu va avea ca si date de intrare rezultatele evaluarilor tehnice si a celor economice privind costurile de investitie ale proiectului si se vor fundamenta potrivit reglementarilor tehnice in vigoare din Romania, cuprinse in cadrul Studiului de Fezabilitate.

Modelul teoretic aplicat in cadrul prezentei analize este Modelul DCF - Discounted Cash Flow (Cash Flow Actualizat) - care cuantifica diferenta dintre beneficiile si costurile generate de investitie pe durata sa de functionare, ajustand aceasta diferenta cu un factor de actualizare, operatiune necesara pentru a aduce o valoare estimata in viitor la momentul de baza al evaluarii costurilor.

Actualizarea este o tehnica care ne permite sa comparam valoarea unei monede in diferite perioade de timp. Un euro primit astazi valoreaza mai mult decat un euro primit maine, deoarece moneda euro primita astazi ne permite sa crestem consumul nostru de astazi, pe cand moneda euro primita in viitor, poate doar sa creasca consumul viitor. Acest lucru nu are nimic de a face cu inflatia, ci doar cu amanarea consumului si reflecta preferinta pentru prezent.

⁵<https://jaspers.eib.org/LibraryNP/EC%20Reports/Economic%20Appraisal%20Vademecum%202021-2027%20-%20General%20Principles%20and%20Sector%20Applications.pdf>

⁶http://ec.europa.eu/regional_policy/en/newsroom/news/2014/12/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020

⁷<http://www.eib.org/infocentre/publications/all/economic-appraisal-of-investmentprojects.htm>

Actualizarea este operatiunea opusa compunerii (dobanzii compuse): pentru a vedea valoarea viitoare a unui euro peste un anumit numar de ani este utilizata tehnica compunerii (sau a dobanzii compuse), in timp ce in scopul de a vedea valoarea actuala a unui euro cheltuit peste un anumit numar de ani, este utilizata tehnica de actualizare.

$$\text{Valoarea viitoare a unui euro in anul } t = (1 + i)^t$$

$$\text{Valoarea actuala a unui euro primit in anul } t = 1 / (1 + i)^t$$

Unde i = rata compunere (sau a dobanzii) / actualizare.

Rata de actualizare recomandata de catre Comisia Europeana pentru Romania este de 4% termeni reali. Prezenta analiza va fi realizata in preturi fixe pentru anul 0 – perioada de executie a proiectului, indiferent de numarul de ani calendaristici, echivalent cu anul de baza al actualizarii costurilor viitoare. Prin urmare toate costurile vor fi exprimate in preturi constante la nivelul anului 0.

Perioada de referinta luata in considerare in realizarea analizei financiare va fi egala cu durata normata de functionare a principalelor componente ale proiectului și in concordanță cu recomandarile CE. In cazul proiectului propus, orizontul de analiza va fi de 20 ani total, incluzand 2 ani de executie (24 luni) si 18 ani de exploatare.

SECTOR	ORIZONT DE TIMP (ANI)
Cai ferate	30
Drumuri	25 – 30
Porturi si aeroporturi	25
Transport urban	25
Alimentare cu apă / canalizare	30
Managementul deșeurilor	25-30
Energie	15 – 25
Broadband	15-20
Cercetare / Inovare	15-20
Infrastructura Business	10-15
Alte sectoare	10-15

Proiectul poate fi supus finanțării în conformitate cu legislația românească în vigoare, din următoarele surse:

- Fonduri de la bugetul de stat;
- Credite bancare;
- Credite externe garantate sau contractate de stat;
- Fonduri externe nerambursabile;
- Alte surse legal constituite.

În ceea ce priveste structura capitalului investit în proiect se prezintă valorile aferente fiecărei opțiuni-

definite pentru cele 2 scenarii tehnologice studiate în anexa 4.

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

Obiectivul analizei economice este de a demonstra ca proiectul are o contribuție pozitivă netă pentru societate și, în consecință, merita să fie cofinanțat din fonduri ale UE. Pentru alternativa selectată beneficiile proiectului trebuie să depășească costurile proiectului și, mai specific, valoarea actualizată a beneficiilor economice ale proiectului trebuie să depășească valoarea actualizată a costurilor economice ale proiectului.

Având în vedere că proiectul nu este unul major de importanță strategică pentru Economia Națională (valoarea minimă de 100 de milioane lei), analiza economică nu este obligatorie. Analiza economică se face în special pentru proiectele finanțate din fonduri europene majore pentru a demonstra că proiectul are o contribuție pozitivă netă pentru societate și, în consecință, merita să fie finanțat.

Plecând de la elementele de analiză financiară, analiza economică evidențiază costurile și beneficiile sociale ale proiectului care nu au putut fi luate în considerare în analiza financiară. De asemenea sunt luate în considerare TVA-ul (pentru beneficiarii platitori de TVA, având în vedere că în cadrul analizei financiare acesta nu a fost luat în calcul), corecții ale externalităților, corecții fiscale și alte costuri financiar-contabile.

De obicei ghidurile recomandă ca rata de actualizare/rentabilitate economică RRE să fie mai mare decât cea financiară RRF.

Beneficiile economice non-cuantificabile monetar în cadrul prezentei analize:

- beneficiile propagate prin creșterea bazei impozabile, pe de o parte prin creșterea cifrei de afaceri a societăților comerciale din aria deservită de proiect, pe de altă parte datorită creșterii atractivității zonei și creșterii numărului de locuințe;
- beneficii propagate prin creșterea confortului vieții în general;
- veniturile acumulate din creșterea impozitelor și taxelor locale;
- asigurarea distribuției uniforme în comunitate a efectelor pozitive generate de proiect;
- dezvoltarea socio-economică locală;
- îmbunătățirea factorilor de mediu;
- îmbunătățirea confortului, condițiilor de viață și sănătatea oamenilor;
- creșterea valorii imobilelor din această localitate.

Rezultatele analizei economice sunt prezentate în anexa 4.

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate studiază modul în care variația rezultatului numeric al unui proiect poate fi atribuită cantitativ unor surse diferite de variație a parametrilor de intrare (input) de bază. Astfel, aceasta asigură verificarea robusteții rezultatelor numerice ale unui proiect și, mai exact, subliniază riscurile majore ce pot afecta întregul ciclu al proiectului, începând cu implementarea acestuia.

Se recomandă identificarea unor variabile critice (valoarea investiției, nivelul încasărilor (veniturilor) care pot influența rezultatele proiectului și testarea analizei financiare prin modificarea cu acestor variabile.

Acest lucru se realizează prin:

- modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară și economică;
- calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate.

Analiza de senzitivitate se regăsește în anexa 4.

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire a riscurilor

Metodologie analiză a riscurilor

Analiza riscurilor dezvoltată în cadrul acestui proiect, presupune parcurgerea următoarelor etape:

- Stabilirea contextului presupune stabilirea premiselor care stau la baza analizei riscurilor, definirea obiectivelor entității care promovează proiectul, stabilirea parametrilor externi și interni care vor fi luați în considerare în gestionarea riscului, variabilele ce vor fi luate în calcul pentru identificarea riscurilor, metoda de analiză și estimare a riscurilor precum și fundamentarea indicatorilor de performanță care vor fi utilizați pentru evaluarea riscurilor.

- Identificarea riscurilor aferente obiectivului de investiții se face pe baza variabilelor stabilite în context. Scopul acestei etape este de a genera o listă a potențialelor riscuri pe baza acelor evenimente care ar putea crea, intensifica, împiedica, degrada, accelera sau întârzia îndeplinirea obiectivelor proiectului. Este foarte importantă identificarea tuturor riscurilor, inclusiv a celor asociate cu nevalorificarea unei oportunități. Orice risc rămas neidentificat la această etapă nu va fi luat în considerare în analizele ulterioare.

- Identificarea riscurilor poate fi condusă în sensul „cauză–efect” (la ce conduce apariția unui eveniment identificat) sau „efect–cauză” (ce rezultate sunt încurajate sau evitate și cum încercăm să le prevenim).

- Analiza riscului va furniza date pentru realizarea estimării riscului, precum și pentru luarea deciziilor referitoare la necesitatea de tratare sau nu a riscurilor. Analiza riscurilor se va face pe baza metodei stabilite în context și care se adaptează cel mai bine caracteristicilor proiectului și obiectivelor părților implicate în proiect. În cadrul analizei riscurilor va fi realizată și corelarea cu analiza de sensibilitate și evaluat efectul riscurilor asupra fluxurilor de numerar ale proiectului.

- Tratarea riscurilor implică alegerea uneia sau mai multor opțiuni pentru reducerea sau eliminarea riscurilor, în funcție de gradul de toleranță. Alegerea celei mai potrivite opțiuni de tratare a riscului implică echilibrarea costurilor și a eforturilor de implementare a acestora, în raport cu beneficiile rezultate.

Stabilirea contextului

În contextul politicilor europene actuale cu privire la utilizarea din ce în ce mai redusă a combustibililor fosili și la o utilizare crescută a surselor de energie regenerabile, PRIMARIA UNGHENI intenționează să dezvolte o capacitate sustenabilă de producție a energiei electrice, eficientă și cu emisii cât mai reduse de carbon.

Determinarea contextului necesită fixarea premiselor care stau la baza analizei riscurilor, definirea obiectivelor entității care promovează proiectul, stabilirea parametrilor externi și interni care vor fi luați în considerare în gestionarea riscului, variabilele ce vor fi luate în calcul pentru identificarea riscurilor, metoda de analiză și estimare a riscurilor precum și fundamentarea indicatorilor de performanță care vor fi utilizați pentru evaluarea riscurilor.

Pentru determinarea adecvată a riscurilor posibile se vor lua în calcul următoarele variabile:

- Sursele riscului
- Faza proiectului în care acestea pot surveni
- Categorie de risc
- Consecințele apariției riscului asupra factorilor implicați în proiect

Pentru fiecare risc identificat, se va face, dacă este cazul, corelarea cu analiza de sensibilitate, prin urmărirea variației valorii de investiție.

Identificarea și analiza riscurilor

În cadrul acestei etape au fost identificate riscurile potențiale la care va fi expus obiectivul de investiții. Această etapă a avut în vedere și lista principalelor riscuri pe sectorul Energie prezentată în Regulamentul UE 2015/207.

Pentru determinarea adecvată a riscurilor posibile s-au luat în calcul variabilele stabilite în momentul delimitării contextului:

- Sursele riscului: evenimente naturale sau antropice, circumstanțe;
- Faza proiectului în care acesta poate surveni: proiectare, proces atribuire contracte, construcție, operare;
- Categoria de risc: tehnologic, legal (de reglementare), administrativ, financiar, economic, natural, forță majoră etc;
- Consecințele apariției riscului asupra factorilor implicați în proiect;
- Alocarea propusă a riscului de bază:

Categoriile de risc

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
Proiectare	Risc Financiar - Studii și investigații	Studii și investigații inadecvate cu previziuni incorecte ale rezultatelor, datorate premiselor tehnice luate în calcul	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
	Risc Financiar - Studii și investigații	Estimarea inadecvată a costurilor de investiție	Creșterea valorii de investiție	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - licențe, permise și autorizații	Documentații necorespunzătoare, nedepunerea la timp sau în condiții optime a documentațiilor necesare	Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - aprobarea de către beneficiar	Dificultăți apărute în procesul de aprobare a documentațiilor de către beneficiar	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - proceduri legale de promovare	Contestații pe perioada de derulare a achizițiilor publice sau după notificarea câștigătorului	Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
Construcție	Risc tehnologic - defecte ascunse	Posibilitatea înregistrării unor pierderi sau daune cauzate de defectele ascunse la nivelul utilajelor și echipamentelor	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
Construcții	Risc administrativ- Licențe, permise și autorizații	Posibilitatea ca proiectul să nu se conformeze regulamentului de autorizare aplicabil, să nu poată obține aprobările necesare sau, în cazul în care acestea au fost obținute, costul de implementare să fie mai mare decât cel previzionat	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile financiare ale proiectului
Construcții	Risc financiar – Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea fazei de construcție	Creșterea cheltuielilor financiare	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Construcții	Risc financiar – indisponibilitatea surselor de finanțare	Posibilitatea ca proiectul să nu fie selectat pentru finanțare în cadrul Programului Tranzitie Justă 2021-2027, apelul PTJ/835/PTJ_P6/NA/MS	Creșterea cheltuielilor financiare	Creșterea costurilor în faza de realizare a proiectului
Construcții	Risc valutar	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei de schimb să modifice costurile previzionate ale echipamentelor, utilajelor sau ale materialelor importate necesare fazei de execuție a proiectului.	Creșterea valorii de investiție	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Construcții	Risc financiar - Costuri depășite	Posibilitatea ca actualul cost al fazei de construcție să depășească costul proiectului prevăzut în contract	Creșterea valorii de investiție Creșterea cheltuielilor financiare prin găsirea unor surse adiționale de finanțare	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului
Construcții	Risc contractual - Nerespectarea graficului de implementare a proiectului	Posibilitatea unor întârzieri în ceea ce privește construcția, datorate nerespectării graficului de implementare a proiectului	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a obiectivului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Construcții	Risc contractual - Situație Contractor	Dificultăți contractuale generate de situația contractorului (faliment, lipsa resurselor)	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
Construcții	Risc contractual - Prevederi contractuale	Dificultăți contractuale generate de anumite prevederi din acordul de contract (ex: lipsa unor prevederi clare referitoare la termenii comerciali - prețuri și termene limită)	Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Construcții	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta execuția proiectului	Creșterea valorii de investiție Creșterea duratei de implementare a investiției și amânarea punerii în funcțiune a proiectului	Creșterea costurilor în prima fază a proiectului Creșterea perioadei de timp până când apar beneficiile proiectului
Operare	Risc operațional - Costuri de operare și mentenanță	Costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate	Creșterea costurilor de operare și mentenanță	Reducerea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc tehnologic - Defecțiuni tehnice repetate	Posibilitatea apariției unor defecțiuni tehnice repetate la nivelul infrastructurii	Sistarea temporară a serviciului de alimentare cu energie electrică Generarea unor costuri excepționale și creșterea costurilor totale	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc tehnic – producție sub estimare	Producția de energie mai mică decât cea estimată (umbriri, murdărire, defecțiuni)	Reducerea gradului de acoperire a consumului propriu	Reducerea economiilor la facturile de energie
Operare	Risc de reglementare – regimul prosumatorilor	Modificarea cadrului de reglementare privind compensarea energiei injectate de prosumatori	Reducerea valorii energiei injectate și compensate	Reducerea economiilor anuale
Operare	Risc tehnologic – degradarea sistemelor de stocare	Degradarea capacității bateriilor peste valorile garantate	Reducerea gradului de autoconsum	Reducerea economiilor anuale
Operare	Risc instituțional – constituirea comunității de energie	Întârzieri în constituirea comunității de energie ca entitate juridică	Nerespectarea obligației contractuale (R3)	Posibile corecții financiare
Operare	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta activitățile proiectului	Creștere costuri O&M Scăderea cantității de energie livrată	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare	Risc politic	Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei	Sistarea temporară a activității Creșterea costurilor	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Efectul riscului asupra variabilelor proiectului	Efectul riscului asupra fluxurilor de numerar
Operare	Risc legal (legat de reglementare)	Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează piața de energie și regimul prosumatorilor	Modificarea prețului energiei și a regulilor de compensare	Scăderea valorii fluxului de numerar anual Creșterea duratei de recuperare a investiției
Operare și Construcție	Risc legal legat de eventuale cereri/pretenții de la terți/ litigii (third party claims/ litigation) - afectarea veniturilor	Posibilitatea apariției unor pretenții sau obligații de plată ca urmare a unor cereri/pretenții fondate din partea terților, ori a unor litigii, care vor duce la creșterea costurilor.	Atât pe durata de construcție cât și cea de operare, pot apărea situații în care beneficiarul să fie obligat legal să plătească despăgubiri ori daune către terți, din cauza unor acțiuni/ prestații defectuoase a angajaților proprii sau contractorilor /subcontractorilor prestatori de servicii. Aceste obligații vor determina o creștere a costurilor.	Eventuale obligații de plată, legale și fondate, privind cereri/ pretenții de la terți vor duce la scăderea fluxului de numerar.

De la adoptarea Directivei Cadru nr. 89/391/CEE, evaluarea riscurilor reprezintă o cerință juridică pentru toți angajatorii din statele membre UE. Această directivă subliniază rolul esențial pe care îl joacă evaluarea riscurilor și stabilește prevederi fundamentale care trebuie urmate obligatoriu de către fiecare angajator.

Evaluarea riscurilor profesionale este o obligație a angajatorilor, prevăzută de directivele europene transpuse în legislația națională, în cadrul procesului de aderare a României la Uniunea Europeană, astfel:

- Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006 (art. 7 alin. (4) lit. a) – b)) și Normele metodologice de aplicare a acesteia aprobate prin Hotărârea de Guvern nr.1425/2006, cu modificările și completările ulterioare;

- Hotărâri de Guvern prin care au fost transpuse prevederile directivelor europene în domeniul securității și sănătății în muncă.

Măsuri de tratare a riscurilor

Măsurile care duc la prevenirea și/sau atenuarea riscurilor, pot include următoarele elemente:

- Evitarea riscului;
- Menținerea riscului la un nivel minim, sau transformarea unui risc de nivel mare / mediu, într-unul de nivel mai redus;
- Reducerea frecvenței de manifestare;
- Reducerea impactului asupra organizației;
- Partajarea riscului cu altă organizație (ex. societăți de asigurare/reasigurare).

În cazul proiectului de față, se vor aplica cu precădere tehnicile de atenuare a riscurilor, dar și cele de prevenție cumulată cu atenuarea riscurilor, având ca scop transformarea riscului inițial într-un risc rezidual de nivel redus și moderat.

Planul de tratare a riscurilor este prezentat în tabelul următor:

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Masuri de tratare a riscului
Proiectare	Risc Financiar - Studii și investigații	Studii și investigații cu previziuni incorecte ale rezultatelor, datorate premiselor tehnice luate în calcul	Contractarea unui consultant cu experiență în derularea unor contracte similare care va fi capabil să asigure realizarea cu acuratețe a studiilor și documentațiilor, reducând astfel riscul la nivel de proiectare Asigurarea unei comunicări bune între toate părțile implicate în proiect și consultant
Proiectare	Risc financiar - Studii și investigații	Estimarea inadecvată a costurilor de investiție	Contractarea unui consultant / manager de proiect cu experiență în derularea unor contracte similare care va fi capabil să asigure acuratețea estimării costurilor de investiție Revizuirea estimării costurilor de investiție și a proiectului, dacă este cazul
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Licențe, permise și autorizații	Documentații necorespunzătoare, nedepunerea la timp sau în condiții optime a documentațiilor necesare (ex. autorizații de construcție)	Asigurarea respectării graficului de finalizare a diferitelor etape din proiectare și a documentațiilor aferente, luând în considerare și modificările ulterioare ale documentației în conformitate cu cerințele necesare obținerii licenței de operare
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Aprobarea de către beneficiar	Dificultăți apărute în procesul de aprobare a documentațiilor de proiectare de către beneficiar	Asigurarea unei comunicări bune între beneficiar și consultant Contractarea unui consultant cu experiență în derularea unor contracte similare de consultanță care va fi capabil să asigure acuratețea studiilor și documentațiilor
Proces de atribuire	Risc administrativ și referitor la achizițiile publice - Proceduri legale de promovare	Contestații pe perioada de derulare a achizițiilor publice sau după notificarea câștigătorului	Luarea în considerare în Programul de Implementare a Proiectului, la nivelul activităților referitoare la achizițiile publice, a unor eventuale întârzieri. Numirea în cadrul companiei beneficiare a unor persoane cu experiență în dezvoltarea altor contracte de lucrări similare. Comunicarea permanentă cu partenerii de proiect în vederea deblocării eventualelor întârzieri.
Construcție	Risc tehnologic - Defecte ascunse	Posibilitatea înregistrării unor pierderi sau daune cauzate de defectele ascunse la nivelul utilajelor și echipamentelor	Prin clauzele contractului de execuție, contractorul general va avea obligația să raporteze prompt defectele descoperite și să remedieze în cel mai scurt timp defectele fie că sunt sau nu acoperite de garanție. Monitorizare atentă a execuției prin angajarea unui manager de proiect cu experiență. Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Masuri de tratare a riscului
Construcție	Risc administrativ- Licențe, permise și autorizații	Posibilitatea ca proiectul să nu se conformeze regulamentul de autorizare aplicabil, să nu poată obține aprobările necesare sau, în cazul în care acestea au fost obținute, costul de implementare să fie mai mare decât cel previzionat	Identificarea în prealabil a tuturor cerințelor necesare autorizării și asigurarea conformării proiectului la regulamentul aplicabil Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție
Construcție	Risc financiar - Rata dobânzii	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei dobânzii să afecteze costurile prevăzute pentru finanțarea fazei de construcție	Instrumente de protecție - hedging (contracte forward, futures, swap)
Construcție	Risc financiar - indisponibilitatea surselor de finanțare	Posibilitatea ca proiectul să nu fie selectat pentru finanțare în cadrul Programului Tranzitie Justă 2021-2027, apelul PTJ/835/PTJ P6/NA/MS	Corelarea permanentă a documentației cu Ghidul solicitantului și cu eventualele modificări/clarificări emise de AM PTJ; asigurarea din bugetul local a contribuției proprii și a cheltuielilor neeligibile.
Construcție	Risc valutar	Posibilitatea ca fluctuațiile ratei de schimb să modifice costurile previzionate ale echipamentelor, utilajelor sau ale materialelor importate necesare fazei de execuție a proiectului.	Măsuri extracontractuale •Hedging valutar (contracte futures, swap, opțiuni) •Metoda creditelor paralele •Acoperirea la termen Măsuri contractuale - prin stipularea în contract a următoarelor tipuri de clauze: •Clauză de revizuire a prețurilor •Clauza drepturilor speciale de tragere •Clauza coșului valutar
Construcție	Risc financiar - Costuri depășite	Posibilitatea ca actualul cost al fazei de construcție să depășească costul proiectului prevăzut în contract	Contracte cu prețuri fixe Stabilirea unui procent adecvat al cheltuielilor neprevăzute (în estimarea valorii inițiale a investiției) astfel încât să poată fi susținute costurile care depășesc valoarea de contract Alegerea unui contractor general cu experiență în derularea unor contracte similare și capabil să suporte riscurile din faza de execuție. Monitorizarea atentă a costurilor comparativ cu bugetul estimat pentru a putea gestiona eficient creșterile apărute. - Măsuri suplimentare de prevenție vor fi instituite pentru realizarea investiției prin contractarea unui antreprenor general care să asigure și să garanteze parametrii tehnici de eficiență ai sistemului energetic atât în proiectare cât și în execuție. Rezerva de implementare pentru ajustarea de preț (linia 7.2 din DG) acoperă ajustarea prețului la contractele de furnizare și execuție (clauza de ajustare cf. Legii 98/2016 art. 221, formulă cu indici INS), dimensionată la 24.790 €, suportată integral de beneficiar din bugetul local.

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Masuri de tratare a riscului
Construcție	Risc contractual - Nerespectarea graficului de implementare a proiectului	Posibilitatea înregistrării unor întârzieri în ceea ce privește construcția, datorate nerespectării graficului de implementare a proiectului	Desemnarea în cadrul companiei beneficiare pentru contractele de lucrări, a unor manageri de proiect cu experiență capabili să monitorizeze atent activitatea contractorilor și să soluționeze rapid eventualele deficiențe în vederea prevenirii întârzierilor
Construcție	Risc contractual - Situație Contractor	Dificultăți contractuale generate de situația contractorului (faliment, lipsa resurselor)	Desemnarea unui/unor contractori generali cu experiență în derularea unor contracte similare și care să demonstreze că au capacitatea implementării cu succes a proiectului (au o situație financiară stabilă, dispun de resurse financiare care să asigure cash flowul proiectului pe o perioadă de minim 6 luni, dispun de personal calificat etc) Monitorizarea atentă a contractelor
Construcție	Risc contractual - Prevederi contractuale	Dificultăți contractuale generate de anumite prevederi din acordul de contract (ex: lipsa unor prevederi clare referitoare la termenii comerciali - prețuri și termene limită)	Stabilirea împreună cu contractorul general, încă din faza de proiectare, a unei strategii de achiziții care să excludă pe cât posibil apariția unor deficiențe contractuale. Încheierea unor contracte ferme cu clauze clare
Construcție	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta execuția proiectului	Forța majoră va fi definită în sens restrâns pentru a exclude riscurile care pot fi asigurate sau remediate prin alte mecanisme mai adecvate. Celelalte riscuri din categoria forței majore (cele care nu pot fi asigurate) vor fi asumate prin negociere de către părțile implicate.
Operare	Risc operațional - Costuri de operare și mentenanță	Costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate la nivelul centralei	- Costurile de operare au fost stabilite pe baza datelor puse la dispoziție de beneficiar, luând în considerare totodată și elementele specifice proiectului. Monitorizarea de către beneficiar a factorilor ce pot conduce la creșterea costurilor de operare și întreprinderea măsurilor necesare și posibile de reducere a acestora. Pentru prevenirea apariției riscului de operare ce implică costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate se va realiza fie prin angajarea/asigurarea serviciilor de operare cu personal specializat, instruit și coordonat corespunzător, fie prin alegerea unor operatori specializați contractați să asigure și să garanteze disponibilitatea și eficiența centralei fotoelectrice în funcționare. De asemenea se recomandă încheierea unui polițe de asigurare de răspundere civilă a prestatorului de servicii de mentenanță și operare.
Operare	Risc tehnic – producție sub estimare / degradarea stocării	Producție sau capacitate de stocare mai mică decât cea estimată	- Monitorizare permanentă prin sistemele EMS, mentenanță preventivă, garanții de performanță pentru module (25 ani) și baterii, curățarea periodică a modulelor.

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Masuri de tratare a riscului
Operare	Risc instituțional – constituirea comunității de energie	Întârzieri în constituirea comunității de energie ca entitate juridică	Planificarea constituirii comunității în graficul de implementare, campanie de informare a gospodăriilor, asistență juridică pentru actul constitutiv și regulamentul intern (OUG 163/2022).
Operare	Risc tehnologic – nerespectarea producției estimate de energie electrică	Volumul producției de energie electrică este sub cel estimat.	Principalele cauze ale nerespectării volumului de producție estimat se referă la incidente neprevăzute care vor afecta disponibilitatea centralei fotovoltaice. Pentru a preveni pierderile de producție din incidente neprevăzute și necontrolabile se recomandă încheierea unei asigurări de tip ‘property all risks’, contractarea polițelor de asigurare fiind recomandată pentru toate categoriile de risc asigurabil: asigurarea activelor, a răspunderii prestatorilor de servicii, a angajaților, a managementului și a pierderilor de profit (business interruption)
Operare	Riscuri privind SSM – nerespectarea cerințelor și normelor de lucru conform legislației de sănătate și securitate în muncă	Nerespectarea cerințelor și normelor de lucru privind sănătatea și securitatea în muncă în conformitate cu legislația în vigoare poate cauza accidente neprevăzute, inclusiv cu afectarea activității operaționale.	La momentul începerii activității operaționale se vor lua măsurile necesare asigurării conformării cu prevederile legislației în vigoare pentru sănătatea și securitate în muncă; se va realiza conform legii evaluarea riscurilor la locul de muncă de către operator avizat; se vor realiza instruirile periodice conform legii. La momentul încheierii contractelor se vor prevedea prin clauze specifice incluse în toate contractuale de furnizare-execuție-prestare de servicii faptul că toate echipamentele trebuie să fie în conformitate cu normele UE/naționale privind SSM, iar prestațiile să fie asumate de către operatorii contractați cu respectarea normelor și prevederilor legislative pe linie de SSM. De asemenea se recomandă încheierea polițelor de asigurare de sănătate/accident a angajaților utilă în eventualitatea nedorită a unui accident.
Operare	Forță majoră	Factori neprevăzuți pe care participanții la proiect nu îi pot controla (naturali sau antropici) și care pot afecta activitățile proiectului	Forța majoră va fi definită în sens restrâns pentru a exclude riscurile care pot fi asigurate sau remediate prin alte mecanisme mai adecvate. Celelalte riscuri din categoria forței majore (cele care nu pot fi asigurate) vor fi asumate prin negociere de către părțile implicate.
Operare	Risc politic	Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei	Monitorizarea și prevenirea apariției unor astfel de acțiuni
Operare	Risc legal (legat de reglementare)	Factori politici sau de reglementare care afectează piața de energie și regimul prosumatorilor	Urmărirea cadrului de reglementare ANRE; utilizarea stocării și a EMS pentru maximizarea autoconsumului, reducând dependența de regulile de compensare.

Faza proiectului	Categoria de risc	Descrierea riscului	Masuri de tratare a riscului
Operare și Construcție	Risc legal legat de eventuale cereri/pretenții de la terți/ litigii (third party claims/ litigation) - afectarea veniturilor	Posibilitatea de apariție a unor pretenții sau obligații de plată ca urmare a unor cereri/pretenții fondate din partea terților, ori a unor litigii, care vor duce la creșterea costurilor.	Toate contractele de antrepriză/ execuție lucrări /colaborare/ de prestări servicii/ etc., ce vor fi încheiate atât pe durata construcției cât și cea de operare, vor cuprinde clauzele contractuale prin care se vor reglementa obligațiile și răspunderea părților față de riscul legal legat de cereri/ pretenții de la terți/ litigii (third party claims/ litigation). Vor fi încheiate polițele de asigurare, pentru perioada de construcție și operare, ce vor cuprinde acoperiri ale riscurilor asigurabile legate de răspunderea față de terți, în proiectul de față fiind recomandată angajarea unei acoperiri de tipul "ALL RISKS" prin plasarea riscurilor asigurabile către societăți de asigurare /reasigurare autorizate/acreditate.

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

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

În cadrul prezentului studiu de fezabilitate au fost analizate două variante tehnice pentru realizarea obiectivului de investiții, astfel:

Prezentare elemente de eligibilitate, caracteristici tehnice și indicatori

Denumirea mărimii / parametrului comparat	Unitate de măsură	Varianta 1	Varianta 2
RCO 22 Capacitate de producție suplimentară pentru energia din RES	MW	0.78	0.78
RCR 31 Energie totală din surse regenerabile produsă	MWh/an	971.69	890.55
R1 (CO34) Reducerea gazelor cu efect de seră (GES)	t echivalent CO2	165.20	151.40
R2 Număr de sisteme EMS instalate	Buc.	121.00	121.00
R3 Număr de comunități de energie nou create	Număr	1.00	1.00
S6 Gospodării sprijinite (prosumatori)	Număr	117.00	117.00
Durata de utilizare anuală a puterii instalate	ore/an (raportat la puterea AC)	1,245.75	1,141.73

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

Justificarea din punct de vedere tehnic a scenariului recomandat:

Scenariul recomandat din punct de vedere tehnic este varianta de amplasare a panourilor fotovoltaice cu orientare spre sud, deoarece această configurație asigură o expunere solară optimă pe durata zilei și conduce la o producție anuală de energie electrică mai ridicată comparativ cu varianta orientată est-vest. Orientarea spre sud permite utilizarea mai eficientă a radiației solare disponibile și obținerea unui randament energetic superior al sistemului fotovoltaic.

De asemenea, această soluție contribuie la maximizarea energiei produse în intervalele cu iradiere solară ridicată și permite o configurare eficientă a circuitelor fotovoltaice, cu respectarea condițiilor tehnice de funcționare ale echipamentelor. În urma analizei efectuate cu ajutorul programului PVsyst, scenariul cu orientare spre sud a rezultat ca fiind soluția optimă din punct de vedere al producției de energie electrică și al eficienței sistemului proiectat.

Justificarea din punct de vedere financiar și economic a scenariului recomandat

Proiectul devine fezabil din punct de vedere financiar pe întreaga perioadă de referință în condițiile accesării finanțării nerambursabile și trebuie avut în vedere faptul că, în varianta finanțării din surse proprii, acesta înregistrează dificultăți în susținerea fluxurilor de numerar, în special în perioada de execuție și în primii ani de implementare. Astfel, pentru asigurarea unui echilibru financiar și pentru generarea unui cashflow pozitiv într-un interval cât mai scurt, este necesar sprijinul financiar nerambursabil.

Totodată, din punct de vedere socio-economic, investiția se justifică pe deplin, având în vedere beneficiile indirecte generate la nivelul comunității locale, precum și impactul pozitiv pe termen lung la nivel județean și național, iar recomandarea este Scenariul 1.

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

a) Obținerea și amenajarea terenului;

Pentru implementarea prezentului obiectiv de investiții, nu este necesară achiziția de noi terenuri, imobilele identificate fiind deja disponibile și aflate sub controlul juridic al solicitantului sau al membrilor viitoarei comunități de energie, după cum urmează:

1. Componenta clădiri publice (Acțiunea A): Toate terenurile și clădirile pe care se vor monta sistemele fotovoltaice și unitățile de stocare se află în proprietatea publică a Orașului Ungheni (UAT Ungheni). Acestea sunt situate în intravilan, sunt înscrise în registrele de publicitate imobiliară și sunt libere de sarcini sau interdicții care ar putea afecta realizarea investiției

Amplasamentele vizate sunt:

- Baza Sportivă Ungheni (CF nr. 58371)
- Școala Generală Ungheni (CF nr. 52685)
- Căminul Cultural Vidrăsău (CF nr. 52499)
- Școala Vidrăsău (CF nr. 55607)

2. Componenta gospodării individuale (Acțiunea B): În completarea activelor publice, scenariul optim integrează acoperișurile gospodăriilor aparținând persoanelor vulnerabile selectate prin procedură transparentă de către UAT Ungheni.

Obținerea dreptului de utilizare a acestor suprafețe se fundamentează pe „Lista de angajament”, unde titularii de drept fac dovada proprietății imobilului și a domiciliului la adresa respectivă, asumându-și obligația de a utiliza energia produsă exclusiv pentru autoconsum

Suprafețele de acoperiș și teren au fost evaluate tehnic în etapa de proiectare preliminară, confirmându-se o capacitate portantă optimă pentru montajul structurilor. Amenajarea terenului va presupune lucrări minime de pregătire a zonelor pentru amplasarea tablourilor electrice și a sistemelor de stocare

b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Pentru alimentarea cu energie electrică a serviciilor interne ale sistemelor fotovoltaice și de stocare se va utiliza tabloul electric general existent.

Măsurarea energiei electrice se va face cu un contor bidirecțional, montat de operatorul de distribuție în locul actualului contor.

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;

Date tehnice ale investiției

Amplasamentul propus pentru realizarea investiției este situat în orasul Ungheni. Panourile fotovoltaice vor fi montate pe acoperișurile cladirilor, conform planului de situație, într-un număr

corespunzător (aproximativ 1562 buc), pentru o putere instalată de aproximativ 827.86 kWp în modulele fotovoltaice și o putere de 780 kWac în invertoare.

S-au ales panouri fotovoltaice monofaciale, monocristaline, tehnologie half-cut, cu o putere instalată a panoului de 530 Wp minim sau echivalent în condiții STC.

Conform fișei tehnice, panourile fotovoltaice se pot inseria până la o tensiune maximă de 1500 V c.c./șir de panouri, conform IEC 61730: Ediția 2.

Panourile fotovoltaice se vor monta pe acoperișul clădirii, pe o structură metalică de susținere fixă, fiind orientate spre sud. Înclinarea modulelor va fi cuprinsă între 5° și 10°, în funcție de configurația acoperișului și de recomandările prevăzute în Proiectul Tehnic de Execuție.

Pentru a prelua energia electrică generată de șirurile de panouri fotovoltaice s-au prevăzut invertoare cu o putere aparentă instalată între 5 și 25 kW, cu tensiunea de intrare cuprinsă între 200 - 1000 V c.c.,.

Se vor monta sisteme de stocare a energiei electrice (baterii LiFePO4), modulare, cu capacități de la 5,3 kWh la fiecare gospodărie (minim egală cu puterea instalată de 5,30 kWp) până la 135 kWh la Școala Generală Ungheni, pentru a asigura echilibrarea consumului și reducerea costurilor în orele de vârf. Capacitatea totală de stocare va fi de 830 kWh. Astfel, se maximizează autoconsumul și randamentul investiției, concomitent cu sporirea siguranței în alimentare. Totodată, stocarea minimizează impactul fluctuațiilor din rețea și contribuie la stabilitatea sistemului.

Comunicația/schimbul de date între invertoare se va realiza prin cabluri de comunicație. Fiecare inverter va avea integrat sistemul de conectare la comunicații, acesta permițând schimbul de informații și monitorizarea funcționării invertoarelor.

Pentru a prelua energia de la invertoare, s-a prevăzut un nou tablou „tablou invertoare” amplasat în apropierea tabloului general. În acest tablou nou, se va conecta și capacitatea de stocare.

Se vor executa prize de pământ din platbandă de oțel zincat termic/cupru/innox, după caz. La prizele de pământ se vor conecta toate părțile metalice ale echipamentelor și cadrele metalice de susținere a panourilor fotovoltaice.

Valoarea rezistenței de dispersie a prizei de pământ comună, în situația în care din calcule reiese necesitatea instalației exterioare de protecție împotriva trăsnetului, trebuie să fie mai mică de 1 ohm.

Fixarea structurilor de susținere a panourilor fotovoltaice va fi adaptată în funcție de tipul acoperișului și de specificul terenului, asigurând stabilitate și protecție împotriva factorilor de mediu.

Pentru acoperișurile metalice tip tablă cutată sau panouri sandwich, montajul se va realiza prin fixarea directă pe structura portantă, utilizând șine de aluminiu și sisteme de prindere adecvate, precum șuruburi autoperforante sau cleme speciale, cu garnituri de etanșare pentru prevenirea infiltrațiilor.

Pe acoperișurile din țiglă ceramică sau beton, suporturile panourilor vor fi montate pe cârlige de fixare ancorate în structura acoperișului, fără perforarea țiglelor, asigurând astfel protecția hidroizolației.

Pentru acoperișurile plate din beton sau membrane hidroizolante, panourile se vor monta pe structuri cu balast, evitând perforarea, sau prin ancorare mecanică sau chimică, cu măsuri speciale de etanșare.

Tipul exact de structură de susținere și metoda de ancorare vor fi definite în cadrul proiectului tehnic de execuție, în funcție de analiza detaliată a acoperișurilor și a terenului disponibil

Tabelul de mai jos prezintă centralizarea soluțiilor propuse pentru sistemele fotovoltaice aferente obiectivelor analizate, evidențiind numărul de panouri fotovoltaice instalate, puterea instalată în curent continuu (Pcc), puterea în curent alternativ (Pca) și capacitatea sistemelor de stocare aferente fiecărei locații.

Locatie	Nr panouri	Pc.c [kW]	Pc.a kW]	Capacitate stocare [kWh]
Baza Sportivă Ungheni	76	40.28	40	40
Școala Generală Ungheni	256	135.68	125	135
Cămin Cultural Vidrăsău	38	20.14	20	20
Școala Vidrăsău	22	11.66	10	15
Persoane vulnerabile	1170	620.1	585	620
Total	1562	827.86	780	830

Încadrarea în cerințele Ghidului solicitantului: Acțiunea A (clădiri publice) are o putere instalată de 207,76 kWp (0,208 MWp), peste pragul de 0,2 MW (sec. 5.2.2); Acțiunea B: 5,30 kWp / 5 kWac pe gospodărie (între 3 și 10 kW). Capacitatea de stocare la fiecare locație este cel puțin egală cu puterea instalată. Ponderea stocării (DO 3 și DO 4, cu TVA) în finanțarea nerambursabilă alocată proporțional fiecărei acțiuni este: Acțiunea A – 799.949,15 lei / 4.220.060,55 lei = 18,96%; Acțiunea B – 2.303.238,21

lei / 10.722.660,10 lei = 21,48%; total proiect – 3.103.187,36 lei / 14.942.720,65 lei = 20,77%, în intervalul 15–30% cerut de ghid. Activitatea de bază (Cap. 4 împreună cu liniile 1.3, 2, 5.3, 6.2 și 7.1 aferente lucrărilor) însumează 13.856.987,73 lei, respectiv 90,9% din bugetul eligibil (minim 85%).

d) Probe tehnologice și teste;

Probele tehnologice și testele vor fi realizate conform:

- PE 116/1995 „Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice”.

După terminarea execuției trebuie efectuată o verificare finală care va cuprinde toate verificările prescrise de normativul NTE 116 /2001 astfel:

- Verificarea și încercarea echipamentelor noi montate.
- Punerea în funcțiune.

Muncitorii care efectuează punerea în funcțiune sunt obligați să acționeze conform instrucțiunilor proprii de protecție a muncii și a normelor pentru prevenirea incidentelor, precum și a normelor generale de protecția muncii. Punerea în funcțiune se va face numai după ce au fost efectuate toate verificările prescrise de normativele în vigoare. Verificările vor fi efectuate de către executantul lucrării cu electricieni atestați pentru aceste operații, iar ca aparate și utilaje se vor folosi numai cele care au buletine de verificare emise de unități autorizate atestate la zi.

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

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

Costurile estimative pentru realizarea investiției	Varianta 1
Costul total de investiție, exclusiv TVA (EURO)	2,510,046.73
Din care C+M (EURO)	563,834.37
Costul total de investiție, exclusiv TVA (RON)	12,764,842.64
Din care C+M (RON)	2,867,379.70

Alți indicatori, maximali, de ordin tehnic:

- rata de degradare maximă a panourilor fotovoltaice, dată de producătorul panourilor, la finalul primului an de funcționare: 2%;

- rata de degradare maximă a panourilor fotovoltaice, dată de producătorul panourilor, începând cu al doilea an de funcționare și pentru întreaga durată de viață a panourilor: 0,5 %/AN;

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:

- durata (minimă) de viață a sistemelor fotovoltaice: 18 ani;
- valoarea minimă a producției totale de energie electrică în primul an de funcționare: 971,69 MWh/an;
- randament minim panou fotovoltaic: 21%;
- randament minim inverter: 97 %;

c) Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiect de investiții;

Indicatori de proiect	Valoare	U.M
Producția anuală de energie din surse regenerabile (anul 1 de funcționare)	971,69	MWh/an
Valoarea investiției (exclusiv TVA)	12,764,842.64	Lei
VNAF/K în scenariul 1 – opțiunea 2 – cu grant și finanțare proprie	12.657.392,93	Lei
RIRF în scenariul 1- opțiunea 2- cu grant și finanțare proprie	198,87%	%
B/C în scenariul 1- opțiunea 2- cu grant și finanțare proprie	1,68	-

d) Durata estimată de execuție a obiectului de investiții exprimată în luni

Durata de realizare a investiției este de 24 luni conform ANEXA 2 - Grafic GANTT derulare investiție.

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

Calitate :

Principalele cerințe legale (cu modificările și completările lor ulterioare) care se aplică prezentului proiect în ceea ce privește organizarea sistemului de atestare și verificare a calității sunt, fie comune, fie diferențiate pe două domenii, construcții, respectiv, dotări tehnologice industriale, după cum urmează :

Comune :

- Legea 50/1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 907/2016 privind Conținutul cadru al documentațiilor tehnice cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 51/1996 privind Regulamentul de recepție a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente, instalații tehnologice și a punerii în funcțiune a capacităților de producție cu toate completările și modificările ulterioare.

Construcții :

- Legea 10/1995 privind calitatea în construcții cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 925/1995 regulament pentru verificare/expertizare tehnică de calitate a proiectelor/ execuției construcțiilor cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 273/1994 pentru aprobarea regulamentului privind recepția construcțiilor cu toate completările și modificările ulterioare.

Dotări tehnologice :

- Legea 440/2002 pentru aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 95/1999 privind calitatea

lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale tehnologice industriale;

- Hotărârea nr. 431/2019 privind punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor radio cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordin MIC 323/2000 al Ministrului Industriei și Comerțului, cu modificările și completările ulterioare, privind aprobarea unor regulamente:
- Regulamentul privind agrementul tehnic pentru produse, procedee și echipamente noi utilizate la lucrările de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. I;
- Regulamentul privind verificarea proiectelor, a execuției lucrărilor și expertizarea proiectelor și a lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. II;
- Regulamentul privind urmărirea comportării în exploatare a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. III;
- Manualul dirigintelui de șantier pentru lucrările de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. IV;
- Regulamentul privind controlul lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. V;
- Regulamentul privind constatarea și sancționarea contravențiilor de către specialiștii desemnați prin ordin al ministrului industriei și comerțului pentru controlul calității lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, altele decât cele din sfera de activitate a ISCIR, prezentat în anexa nr. VI

Securitatea muncii și PSI :

Legislația privind securitatea și sănătatea în muncă și normele PSI, aplicabilă pe parcursul derulării investiției și mai apoi în operare și în întreținere, stabilește obligațiile fiecărei entități juridice în raport cu angajații săi și constă în:

- Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare cu toate completările și modificările ulterioare;

- Hotărârea Guvernului nr. 1146/03.08.2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- Hotărârea nr. 409/2016 privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piață a echipamentelor electrice de joasă tensiune;
- HG 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierelor temporare sau mobile cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- HG 1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HG 1051/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special afecțiuni dorsolombare;
- HG 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- HG 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau sănătate la locul de muncă cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordinului 163/2007 pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor;
- Ordinul 712/2005 al MAI pentru aprobarea dispozițiilor generale privind instruirea salariaților în domeniul situațiilor de urgență cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea 481/ 2004 privind protecția civilă cu toate completările și modificările ulterioare.

Conducătorii unităților care vor executa lucrările, precum și reprezentanții beneficiarului care urmăresc realizarea lucrărilor, au obligația să aplice toate prevederile legale privind protecția muncii.

Protecția mediului :

Principalele cerințe legale (inclusiv modificările și completările ulterioare) care se aplică proiectului de față în ceea ce privește măsurile de protecția mediului se referă la toate aspectele de mediu precizate în standardul ISO 14001, după cum urmează:

- OU 195/2005 privind protecția mediului cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordonanța nr. 2/2021 - Privind depozitarea deșeurilor
- Ordonanța nr. 92/2021 - Privind regimul deșeurilor;
- HGR 856/2002 privind evoluția gestionării deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu toate completările și modificările ulterioare.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite, în măsura

Sursele de finanțare ale prezentei investiții sunt constituite în conformitate cu legislația națională și europeană în vigoare, fiind asigurate prin Programul Tranziție Justă (PTJ) 2021-2027, Prioritatea 6 – Mureș.

Pentru realizarea obiectivului de investiții „Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni”, finanțarea este structurată după cum urmează:

1. Fonduri externe nerambursabile (Grant) Această componentă a finanțării reprezintă sprijinul public acordat proiectului și este alimentată din următoarele surse:

- Fondul pentru o Tranziție Justă (FTJ): Fonduri alocate de Uniunea Europeană pentru atenuarea impactului tranziției către neutralitatea climatică.
- Bugetul de Stat: Cofinanțarea publică asigurată de la nivel național.

2. Contribuția proprie a solicitantului (UAT Orașul Ungheni) Unitatea Administrativ-Teritorială va asigura resursele financiare necesare implementării prin:

- Venituri de la bugetul local: Pentru acoperirea cotei de cofinanțare obligatorii a cheltuielilor eligibile.

- Fonduri pentru cheltuieli neeligibile: UAT Ungheni își asumă finanțarea integrală a tuturor categoriilor de cheltuieli neeligibile identificate pe parcursul proiectării și execuției, precum și a oricăror costuri necesare pentru a asigura funcționalitatea deplină a sistemelor fotovoltaice și de stocare.

Destinația surselor de finanțare Capitalul astfel constituit este direcționat exclusiv către realizarea capacităților de producție RES și a sistemelor de stocare aferente, acoperind atât costurile directe de achiziție a echipamentelor și execuție a lucrărilor, cât și costurile indirecte de management, consultanță și publicitate.

Structura de finanțare respectă caracterul non-profit al proiectului, energia produsă fiind destinată exclusiv autoconsumului clădirilor publice și al gospodăriilor vulnerabile, fundamentând baza economică a viitoarei Comunități de Energie din Surse Regenerabile.

Valoarea totală a investiției se ridică la 15.438.835,95 lei cu TVA. Din această valoare, suma de 14.942.720,65 lei reprezintă finanțarea nerambursabilă, asigurată prin Fondul pentru o Tranziție Justă (FTJ) în valoare de 12.960.523,01 lei și de la bugetul de stat în valoare de 1.982.197,64 lei.

Contribuția de la bugetul local este de 496.115,30 lei, acoperind cofinanțarea obligatorie de 2% din cheltuielile eligibile (în valoare de 304.953,48 lei, raportată la o valoare eligibilă totală de 15.247.674,13 lei), precum și cheltuielile neeligibile ale proiectului în sumă de 191.161,82 lei (care includ rezerva de ajustare a prețului de 152.544,16 lei, cotele ISC/CSC de 31.541,18 lei și cheltuielile conexe organizării de șantier de 7.076,48 lei).

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

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

Pentru prezentul obiectiv de investiții nu este necesară emiterea certificatului de urbanism și a autorizației de construire. Conform art. 299 alin. (2) lit. a) pct. 13 din Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor, montarea pe clădiri a sistemelor fotovoltaice pentru producerea energiei electrice de către proprietarii imobilelor prosumatori, definiți la art. 3 pct. 95 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, se realizează cu înștiințarea prealabilă a autorităților administrației publice locale și cu respectarea legislației în vigoare.

Sistemele fotovoltaice vor fi susținute de structuri capabile să asigure stabilitatea întregului ansamblu și să preia încărcările rezultate din greutatea proprie și a panourilor, precum și din acțiunea vântului și a zăpezii, dimensionate la faza de proiect tehnic.

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

Extrasele de carte funciară a terenurilor pe care se va realiza sistemul fotovoltaic sunt prezentate în tabelul de mai jos și în anexa 11 „Lista de angajament”:

Denumire Locație	Nr. Cadastral	UAT	Suprafața Teren (mp)	Destinație
Baza Sportivă Ungheni	58371	Ungheni	9.986	Construcție administrativ-socială
Școala Generală Ungheni	52685	Ungheni	5.650	Școală, sală de sport, grădiniță
Cămin Cultural Vidrăsău	52499	Ungheni	2.364	Cămin cultural
Școala Vidrăsău	55607	Ungheni	2.258	Școală generală

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

Clasarea notificării nr. 12801/24.09.2026, Direcția Județeană de Mediu Mureș (proiectul nu se supune evaluării impactului).

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Racordarea capacităților de producere și stocare se realizează la fiecare loc de consum existent, pe baza certificatelor de racordare (CRR) / avizelor tehnice de racordare emise de Distribuție Energie

Electrică România – Sucursala Transilvania Sud: pentru cele 117 gospodării din Lista de angajament și pentru cele 4 clădiri publice (Baza Sportivă Ungheni, Școala Generală Ungheni, Căminul Cultural Vidrăsău, Școala Vidrăsău), pe locurile de consum (POD) existente. Conform Regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, certificatul de racordare ține locul avizului tehnic de racordare pentru locurile de consum existente. Documentele sunt anexate Listei de angajament (Anexa 6). Nu sunt necesare alte avize de utilități.[art. 2 lit. x¹\) din Legea nr. 220/2008](#)

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

Studiul topografic se va realiza la faza de proiect tehnic.

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

Nu este cazul. Avizele și acordurile necesare sunt cele prezentate la punctele 6.3 și 6.4.[art. 2 lit. x¹\) din Legea nr. 220/2008](#)

7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă de implementarea investiției este UAT Orașul Ungheni

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

Graficul de implementare a investiției, etapele principale și intermediare dar și eșalonarea fondurilor necesare sunt prezentate în ANEXA 2– Grafic GANTT derulare investiție.

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

Perioada garanției:

Perioada de garanție se va stabili prin contract sau prin caietul de sarcini întocmit prin grija beneficiarului, ținând cont cel puțin de următoarele:

- I. Garanția comercială de la data recepției la terminarea lucrărilor, astfel:

- Panouri fotovoltaice: minim 12 ani pentru produs și minim 25 ani pentru puterea panoului ținând cont de degradarea în timp a acestuia;

- Invertoare: minim 5 ani;

- Sistemul/structura de fixare și susținere a panourilor fotovoltaice: minim 25 ani.

II. Garanția lucrărilor: minim 3 ani de la data recepției la terminarea lucrărilor.

Conform Analizei Cost-Beneficiu (ACB), costurile anuale estimate pentru operarea și mentenanța obiectivului de investiții sunt următoarele:

- Mentenanță: 75.367,11 lei (estimată pentru Anul 1 de operare);
- Personal: 120.000,00 lei/an;
- Asigurări: 23.158,25 lei/an.

Costurile de mentenanță au fost estimate pe baza valorilor uzuale pentru sisteme fotovoltaice de mică putere cu stocare, raportat la valoarea echipamentelor și a lucrărilor de montaj din capitolul 4 al devizului general, cuprinzând: inspecția vizuală și termografică anuală, curățarea modulelor, verificarea conexiunilor și a protecțiilor, actualizarea firmware a invertoarelor și a sistemului EMS, verificarea prizei de pământ și mentenanța sistemelor de stocare conform cerințelor producătorului; valoarea se indexează anual conform ACB. Costurile cu asigurările au fost estimate procentual din valoarea activelor, iar cele de personal pentru 2 persoane cu normă parțială.

- Sursa de acoperire și sustenabilitatea financiară:

Costurile de operare și mentenanță aferente clădirilor publice vor fi acoperite din bugetul local, prin hotărârea Consiliului Local de aprobare a proiectului, pe întreaga perioadă de durabilitate de 5 ani, din economiile generate la facturile de energie electrică ale clădirilor publice. Pentru gospodării, beneficiul se regăsește în reducerea facturilor proprii (combaterea sărăciei energetice). Conform ACB, economiile anuale generate la nivelul tuturor locurilor de consum sunt estimate la 1.020.274,50 lei/an [valoare de actualizat după corectarea ACB – vezi documentul „DE IMPLEMENTAT”, pct. A.3–A.4].

Operarea sistemelor fotovoltaice și de stocare

Operarea sistemului fotovoltaic se va face cu:

- personal terți (întreținere): echipă/echipe formate din mai multe persoane.

Serviciile privind întreținerea și reparațiile instalațiilor și a echipamentelor care participă la producerea și evacuarea energiei electrice vor fi prestate, ca urmare a încheierii de contracte de mentenanță/întreținere/reparații, cu prestatori specializați pe domenii.

Executantul/Executanții lucrărilor, susținuți de furnizorii de echipamente (în special furnizorii de invertoare, panouri fotovoltaice și a instalațiilor de evacuare a energiei electrice) vor acorda asistență la operarea centralei electrice fotovoltaice de câte ori va fi nevoie pe o perioadă de minim 6 luni calendaristice începând cu ziua următoare a zilei în care s-a efectuat Recepția la Terminarea Lucrărilor.

În ceea ce privește influența prafului asupra altor echipamente (invertoare, etc.) aceasta este nesemnificativă datorită faptului că aceste echipamente sunt construite pentru mediul exterior și au gradul de protecție potrivit pentru a nu permite pătrunderea prafului sau a apei în interiorul carcasei.

De asemenea, la reviziile periodice, dacă va fi cazul se va executa desprăfuirea acestora.

Resurse necesare:

Personal*:

- ☐ personal terți (întreținere): echipă/echipe formate din mai multe persoane;

Dotări:

- ☐ Laptop;
- ☐ Truse scule;
- ☐ Etc.

Financiare:

- Fondurile necesare întreținerii, reparațiilor și exploatării sistemelor fotovoltaice și de stocare se vor asigura din economia realizată prin producerea energiei din surse regenerabile.

Documentații tehnice suport:

Odată cu recepția la terminarea lucrărilor, executantul va preda Cartea Tehnică a Construcției și Cărțile Tehnice ale instalațiilor, utilajelor și a echipamentelor tehnologice.

Documentațiile se vor preda astfel:

- 2 exemplare în limba Română (toate documentele menționate)
- pentru situațiile în care producătorul nu oferă documentele precizate acestea vor fi elaborate de executant.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pe perioada derulării investiției, conform legislației în vigoare, Beneficiarul este obligat să asigure, începând încă de la finalul etapelor de proiectare (proiect tehnic), servicii de Dirigenție de Șantier.

Pentru a asigura un nivel superior în ceea ce privește controlul și urmărirea investiției, Beneficiarul va contracta, încă de la început, în situația în care nu dispune de personal propriu, servicii de Management de Proiect.

Prin grija Beneficiarului, reprezentat de propriile structuri tehnico-economice, se va asigura o comunicare eficientă între părțile implicate și o atitudine proactivă, cu scopul de a finaliza la termen și în bune condiții investiția.

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Elaborarea prezentului studiu a urmărit conținutul cadru al studiului de fezabilitate, conform legislației aferente, precum și a structurii și metodologiei de elaborare a Devizului General pentru obiective de investiții, conform HG 907/2016.

Obiectivul prezentei documentații, a fost îndeplinit și constă în identificarea unor soluții tehnice și economice care să conducă la asigurarea de resurse alternative de energie electrică prin construirea de centrale moderne de producere de e din surse solare fotovoltaice utilizând suprafețele disponibile.

Analizând producția de energie, costurile de investiție și de mentenanță pe perioada de operare, precum și rezultatele analizei financiare, se recomandă Scenariul 1 (orientare Sud), care asigură producția anuală cea mai mare (971,69 MWh/an față de 890,55 MWh/an în Scenariul 2) și indicatori financiari superiori.

LEGISLATIE APLICABILA

√ Legea 123 din 10 iulie 2012 a energiei electrice și a gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare;

√ Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 - privind etapele de elaborare și conținutul - cadru al documentațiilor tehnico - economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice cu modificările și completările ulterioare;

√ Hotărârea nr. 431/2019 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr 487/2016 privind compatibilitatea electromagnetică și a Hotărârii Guvernului nr 740/2016 privind punerea pe piață a echipamentelor radio cu modificările și completările ulterioare;

√ PE 003-79 - Nomenclatorul de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice (Modificare 1984);

√ PE 101/85 - Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și transformare cu tensiuni peste 1 kV (reeditat 1993);

√ PE 116/1995 „Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice”.(actualizat în 2014)

√ Legea nr. 10/18.01.1995 privind calitatea în construcții, cu toate completările și modificările ulterioare;

√ Legea nr. 50/07.08.1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor, cu toate completările și modificările ulterioare;

- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții, cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 273/1994 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 668/2017 privind stabilirea condițiilor pentru comercializarea produselor pentru construcții cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Legea 440/2002 pentru aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale tehnologice industriale cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Ordinul Ministerului Industriei și Comerțului nr. 293/1999 pentru aprobarea normelor metodologice privind verificarea calității lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 51/1996 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente, instalații tehnologice și a punerii în funcțiune a capacităților de producție cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Legea nr. 307/12.07.2006 privind apărarea împotriva incendiilor cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 537/06.12.2007 privind stabilirea și sancționarea contravențiilor la normele de prevenire și stingere a incendiilor cu toate completările și modificările ulterioare
- ✓ Legea securității și sănătății în munca nr. 319/2006 cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 1425/11.10.2006 - Norme metodologice de aplicare a prevederilor legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006 cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ Hotărârea Guvernului nr. 300/02.03.2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile cu toate completările și modificările ulterioare;
- ✓ HG 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- ✓ HG 1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- ✓ HG 1051/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special afecțiuni dorsolombare;
- ✓ HG 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- ✓ HG 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau sănătate la locul de muncă cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Ordinului 163/2007 al ministrului administrației și internelor pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor;

✓ Ordinul 712/2005 al MAI pentru aprobarea dispozițiilor generale privind instruirea salariaților în domeniul situațiilor de urgență cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Legea 481/ 2004 privind protecția civilă cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ HG 925/1995 regulament pentru verificare/expertizare tehnică calitate a proiectelor/ execuției construcțiilor cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Hotărârea Guvernului nr. 1146/03.08.2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ OU 195/2005 privind protecția mediului cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase cu toate completările și modificările ulterioare

✓ Standardul de mediu ISO 14001/2015;

✓ Standardul de calitate ISO 9001/2015;

✓ Legea 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje cu modificările și completările ulterioare;

✓ Ordonanță de urgență nr. 5 din 2 aprilie 2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice cu modificările și completările ulterioare;

✓ Ordonanță nr. 2 din 11 august 2021 privind depozitarea deșeurilor cu modificările și completările ulterioare;

✓ Ordin ANRE nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, cu modificările și completările ulterioare;

✓ Ordin ANRE 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes național, cu modificările și completările ulterioare;

✓ Ordin ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verficatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Ordin MIC 323/2000 al ministrului industriei și comerțului pentru aprobarea unor regulamente:

✓ Regulamentul privind acordul tehnic pentru produse, procedee și echipamente noi utilizate la lucrările de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. I;

✓ Regulamentul privind verificarea proiectelor, a execuției lucrărilor și expertizarea proiectelor și a lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. II;

✓ Regulamentul privind urmărirea comportării în exploatare a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. III;

✓ Manualul dirigintei de șantier pentru lucrările de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. IV;

✓ Regulamentul privind controlul lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. V;

✓ Regulamentul privind constatarea și sancționarea contravențiilor de către specialiștii desemnați prin ordin al ministrului industriei și comerțului pentru controlul calității lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, altele decât cele din sfera de activitate a ISCIR, prezentat în anexa nr. VI

✓ Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Ordonanța 20/2010 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea unitară a legislației Uniunii Europene care armonizează condițiile de comercializare a produselor cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Hotărârea nr. 409/2016 privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piața a echipamentelor electrice de joasă tensiune cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ Legea nr. 8/14.03.1996 privind dreptul de autor și drepturile conexe cu toate completările și modificările ulterioare;

✓ NTE 116/2001 Normă tehnică energetică privind încercările și măsurătorile la echipamente și instalații electrice

✓ SR EN 61000 - Compatibilitate electromagnetică (CEM);

✓ SR EN 62109-1:2011 - Securitatea convertoarelor de putere utilizate în sisteme fotovoltaice de alimentare cu energie electrică. Partea 1: Cerințe generale;

✓ SR EN 62109-2:2012 - Securitatea convertoarelor de putere utilizate în sisteme fotovoltaice de alimentare cu energie electrică. Partea 2: Cerințe particulare pentru invertor;

✓ SR EN 60947-1:2008 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 1: Reguli generale;

✓ SR EN 60947-3:2009 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 3: Întreruptoare, separatoare, întreruptoare-separatoare și unități combinate cu siguranțe fuzibile;

✓ SR EN 45510-8-1:2003 - Ghid pentru achiziționarea de echipamente pentru centrale

electrice. Partea 8-1: Sisteme de reglare automată și aparate de măsurat și control;

✓ SR EN 60529:1995/AC:2017 - Grade de protecție asigurate prin carcase (Cod IP);

✓ IEC 61730: Ediția 2 – Reducerea cerințelor de siguranța pentru noile parcuri fotovoltaice

✓ SR EN 62446-1:2016/A1:2019 - Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 1: Sisteme conectare la rețea. Documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție

✓ SR EN IEC 62446-2:2020 – Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 2: Sisteme conectate la rețea. Mentenanța sistemelor fotovoltaice

✓ SR EN 60947-2:2018/A1:2020 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 2: Întreruptoare automate

✓ SR EN IEC 61215-1-1:2021 - Module fotovoltaice (PV) pentru aplicații terestre. Calificarea concepției și omologare. Partea 1-1: Cerințe speciale de încercare a modulelor fotovoltaice (PV) cu siliciu cristalin

✓ SR EN 61724-1:2017 - Performanța unui sistem fotoelectric. Partea 1: Monitorizare

✓ SR 183-1:1995 - Lucrări de drumuri. Îmbrăcămînți de beton de ciment executate în cofraje fixe.

Condiții tehnice de calitate

✓ SR 183-2:1998 - Lucrări de drumuri. Îmbrăcămînți de beton de ciment executate în cofraje glisante.

Condiții tehnice de calitate.

✓ Ordonanța nr. 2/2021 - Privind depozitarea deșeurilor

✓ Ordonanța nr. 92/2021 - Privind regimul deșeurilor

✓ NP042-2000 Normativ privind prescripțiile generale de proiectare. Verificare prin calcul a elementelor de construcții metalice și a îmbinărilor acestora.

✓ GP111-04 Ghid de proiectare privind protecția împotriva coroziunii a construcțiilor din oțel.

✓ Regulamentul CE nr 765/2008 al Parlamentului European și al Consiliului din 9 iunie 2008 de stabilire a cerințelor de acreditare și supraveghere a pieței în ceea ce privește comercializarea produselor și de abrogarea a Regulamentului CEE nr. 339/93 cu modificările și completările ulterioare

✓ Hotărârea nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul nr. 756/1997 pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului cu modificările și completările ulterioare

✓ Legea 107/1996 – Legea apelor cu modificările și completările ulterioare

✓ Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului cu modificările și completările ulterioare

✓ Legea 104/2011 privind emisiile în atmosfera cu modificările și completările ulterioare

✓ Legea 278/2013 privind emisiile industriale cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea normei tehnice privind cerintele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare si centrale formate din module generatoare offshore cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul 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 cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul nr. 102/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul 164/2020 pentru aprobarea contractelor-cadru de racordare la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul 25/2016 pentru aprobarea metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de catre operatorii de retea modificat prin cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul nr. 5/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al certificatelor de racordare cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare cu modificările și completările ulterioare

✓ Ordinul nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament cu modificările și completările ulterioare

✓ HOTĂRÂRE nr. 1.660 din 14 decembrie 2005 privind aprobarea unor instrucțiuni de metrologie legală cu modificările și completările ulterioare

✓ HOTĂRÂRE nr. 1.055 din 18 octombrie 2001 privind condițiile de introducere pe piața a mijloacelor de măsurare cu modificările și completările ulterioare

✓ STAS 2612-87 Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise

✓ SR EN 60598-2-22:2015 Corpuri de iluminat. Partea 2-22: Condiții speciale. Corpuri de iluminat pentru iluminatul de siguranță

✓ NTE 007/08/00 Normativ pentru proiectarea și executarea rețelilor de cabluri electrice

✓ NP 061/2002 Normativ pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri

✓ I20/2000 Normativ pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri

✓ NP 086/2005 Normativ pentru proiectarea, executarea si exploatarea instalatiilor de stingere a incendiilor

√ PT C5/2003 Cerinte tehnice privind utilizarea recipientelor butelii pentru gaze comprimate, lichefiate sau dizolvate sub presiune

√ Ordin nr. 1.234 din 14 martie 2006 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind clasificarea și încadrarea produselor pentru construcții pe baza performanțelor de comportare la foc, aprobat prin Ordinul ministrului transporturilor, construcțiilor și turismului și al ministrului administrației și internelor nr. 1.822/394/2004

√ STAS 4102/1985 Piese pentru instalații de protecție prin legare la pământ.

√ I20/2000 Normativ privind protecția construcțiilor împotriva trăsnetului.

√ NTE 003/04/00 Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000V

√ NTE 001/03/00 Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor

√ STAS 908/90 Otel laminat la cald. Banda

√ STAS 8183/80 Teluri pentru tevi fara sudura de uz general. Marci si conditii tehnice de calitate

√ RE-I 23/95 Instrucțiuni de exploatare si intretinere instalațiilor de legare la pamant

√ STAS1846-1/2006 Canalizări exterioare. Prescripții de proiectare. Partea 1: Determinarea debitelor de ape uzate de canalizare

√ NTPA-001/2002 Normativul privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și orășenești la evacuarea în receptorii naturali

√ NTPA-002/2002 Normativul privind condițiile de evacuare a apelor uzate în rețelele de canalizare ale localităților și direct în stațiile de epurare

√ ANRE ordin 239/2019 Normă tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice

√ Ordinul nr. 20/2004 pentru aprobarea Codului tehnic al rețelei electrice de transport

√ Ordinul nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului tehnic al rețelelor electrice de distribuție

√ Ordinul nr. 2/2003 aprobarea Normativului privind legerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor - NTE 001/03/00

√ Ordinul nr. 7/2006 pentru aprobarea Normei tehnice energetice (NTE) Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea sub 1 kV

√ PE 102/86 Normativul pentru proiectarea si executarea instalatiilor de conexiuni si distributie cu tensiuni pana la 1000 V c.a. in unitatile energetice

√ PE 103/92 Instructiuni pentru dimensionarea si verificarea instalatiilor electroenergetice la solicitari mecanice si termice la scurtcircuit

√ PE 111/1-12 Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice

- √ PE 112/93 Normativ pentru proiectarea instalațiilor de curent continuu din centrale și stații.
- √ IEC 60120 Dimensionarea componentelor de asamblare ale sistemelor de izolatoare insiruite.
- √ IEC 60471 Dimensionarea componentelor de asamblare ale sistemelor de izolatoare insiruite
- √ PE 134/95 Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV
- √ IEC 60383 Izolatoare pentru linii electrice aeriene pentru tensiune nominala de peste 1000 V
- √ IEC 60437 -Metode de testare a interferentelor radio-frecventa pe izolatorii de inalta tensiune
- √ IEC 60507 Testari de poluare artificial ape izolatori de inalta tensiune in cadrul sistemelor de distributie de current alternativ
- √ PE 148/94 Instrucțiuni privind condițiile generale de proiectare antiseismică a instalațiilor
- √ PE 504/96 - Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale statiilor electrice
- √ IEC 60721-2-4 Conditii de mediu. Radiatia solara si temperatura
- √ IEC 60815 Ghid pentru alegerea izolatoarelor in conditii de poluare
- √ IEC 61466 Izolatoare insiruite din material compozite pentru linii electrice aeriene cu tensiuni nominale peste 1000V.
- √ BS 4449:2005+A3:2016 Specificatii pentru armature din otel carbon utilizate in cadrul betonului armat
- √ BS 4483 Specificatii tehnice a aliajelor de otel utilizate pentru armarea betoanelor
- √ BS 8004 Normativ pentru realizarea fundatiilor
- √ BS EN 197-1:2011 Ciment. Compozitie, specificatii si criterii de conformitate pentru tipuri uzuale de ciment
- √ BS EN ISO 1461:2009 : Specificatii pentru acoperiri prin zincare terminca a produselor finite din fier si otel.
- √ BS 1881 Metode de testare pentru beton
- √ BS 3982 Cenua de termocentrala Partea 1: Specificatii pentru cenua de termocentrala utilizata pentru ciment Portland
- √ IEC 61854 - Linii electrice aeriene – criterii si metode de testare pentru distantiere
- √ IEC 60038 Tensiuni standard
- √ IEC 60050 Vocabular international electrotehnic
- √ SR EN 60060 – 2:2003 - Tehnici de incercare la inalta tensiune - Partea 2: Sisteme de masurare
- √ SR EN 60060 – 3:2006 - Tehnici de incercare la inalta tensiune - Definitii si prescriptii pentru incercari la locul de montaj.
- √ IEC 60068 Încercări de mediu (partea a treia). Ghid al metodelor de încercare seismică a echipamentului

- √ IEC 60071 Coordonarea izolației (partea întâi)
- √ IEC 60479 Efectele curentului electric asupra oamenilor și a animalelor
- √ IEC 60529 Grade de protecție IP
- √ IEC 60617 Simboluri grafice pentru scheme și diagrame
- √ IEC 60664 Coordonarea izolațiilor pentru echipamentele din sistemele de joasă tensiune
- √ IEC 60865 Curenti de scurtcircuit – calculul efectelor.
- √ BS 3288 Izolatori și elemente de asamblare pentru linii electrice aeriene
- √ ISO 3506 Proprietățile mecanice ale elementelor de fixare din oțel inoxidabil, rezistente la coroziune
- √ IEC 60909 Calculul curentilor de scurtcircuit în sisteme de curent alternativ în regim trifazat
- √ IEC 60949 Calculul curentilor de scurtcircuit admisibili din punct de vedere termic, luând în considerare efectele încălzirii adiabactice
- √ IEC 61000 Compatibilitate electromagnetică
- √ IEC 61082 Pregătirea documentelor utilizate în electrotehnica
- √ IEC 61140 Protecția împotriva socului electric – aspect comun pentru echipamente și instalare
- √ ANSI C29.1 Metode de testare pentru izolatori electrici (LEA)
- √ IEC 61109 Insulatoare din material compozit pentru linii electrice aeriene cu tensiunea nominală peste 1000 V. Definiții, metode de testare și criterii de acceptare.
- √ IEC 61660 Curenti de scurtcircuit în instalații auxiliare de curent continuu în centrale și stații de transformare
- √ ORDIN nr. 839 din 12 octombrie 2009 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții
- √ ORDIN nr. 264 din 26 martie 1999 pentru aprobarea Normelor tehnice silvice privind gospodărirea vegetației forestiere de pe terenurile din afara fondului forestier național
- √ Hotărârea nr. 571/2016 pentru aprobarea categoriilor de construcții și amenajări care se supun avizării și/sau autorizării privind securitatea la incendiu
- √ Ordinul nr. 129/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind avizarea și autorizarea de securitate la incendiu și protecție civilă
- √ Ordinul nr. 89/2013 privind aprobarea Regulamentului de planificare, organizare, pregătire și desfășurare a activității de prevenire a situațiilor de urgență executate de Inspectoratul General pentru Situații de Urgență și structurile subordonate
- √ C150/1999 Normativ privind calitatea îmbinărilor sudate din oțel ale construcțiilor civile, industriale și agricole
- √ C 26-1985 Normativ Pentru Incercarea Betonului Prin Metode Nedistructive

- √ NP 112/2004 Normativ pentru proiectarea structurilor de fundare directa
- √ NE 012 Normativ pentru producerea betonului și executarea lucrărilor din beton, beton armat, beton precomprimat-Partea I: Executarea lucrărilor din beton
- √ P 10-86 Executarea lucrărilor de fundații directe la construcții
- √ STAS 564/86 Oțel laminat la cald. Oțel U
- √ STAS 1472/80 Șuruburi grosolane. Șurub cu cap pătrat. Dimensiuni
- √ STAS 5302/80 Șuruburi precise. Șuruburi cu cap striat. Dimensiuni
- √ STAS 2448/1982 Canalizări. Cămine de vizitare. Prescripții de proiectare
- √ STAS 3051/1991 Sisteme de canalizare. Canale ale rețelelor exterioare de canalizare. Prescripții fundamentale de proiectare
- √ STAS 9312/1987 Subtraversări de căi ferate și drumuri cu conducte. Prescripții de proiectare
- √ STAS 9470/1973 Hidrotehnică. Ploi maxime. Intensități, durate, frecvențe
- √ P 118/ 1999 Normativul de siguranță la foc a construcțiilor indicativ
- √ C56/1985 Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații aferente
- √ P 130-1999 Normativ privind comportarea în timp a construcțiilor
- √ Hotărârea nr. 492/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind controlul de stat al calității în construcții
- √ SR EN 1990 Eurocod: Bazele proiectării structurilor
- √ SR – EN 1991-1-1 Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor. Partea 1-1: Acțiuni generale. Greutăți specifice, greutate proprii, încărcări utile pentru clădiri
- √ CR 1-1-3/2012 Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor
- √ STAS 7206/1987 Fundații de mașini. Prescripții de proiectare
- √ ISO 1461:2009 : Specificatii pentru acoperiri prin zincare terminca a produselor finite din fier si otel
- √ SR EN 10056-2/1996 Corniere cu aripi egale și cu aripi neegale de oțel pentru construcții. Partea 2: Toleranțe de formă și la dimensiuni
- √ STAS 10128/86 Protecția contra coroziunii a construcțiilor supraterane din oțel. Clasificarea mediilor agresive
- √ STAS 917/84 Vaseline tehnică artificială
- √ STAS 5674/1- 86 Tambure de lemn pentru conductori, conducte și cabluri. Tipuri și parametri principali
- √ IEC 60888 Toroane din otel zincat
- √ IEC 60889 Cabluri prelucrate prin laminare din aluminiu pentru linii electrice aeriene.

√ IEC 61089 Cabluri electrice cu conductor concentric pentru bransamente monofazate

√ IEC 61232 Cabluri electrice placate cu aluminiu

√ IEC 61395 Linii electrice aeriene: procedure de testare pentru toroane

√ IEC 60793 Fibra optica

√ IEEE 1138-2009 Standarde pentru testarea kiturilor de impamantare cu fibra optica utilizate in linii electrice

√ IEC 60304 Culori standard pentru izolatia cablurilor de joasa frecventa

√ EIAITIA-455-81A Metode de testare pentru fibra optica

√ ITU-T Rec G.911 Parametri si metodologii de calcul pentru determinarea eficientei sistemelor de fibra optica

√ IEC 60104 Cabluri pentru linii electrice aeriente din aliaj aluminiu-magneziu-siliciu

√ IEC 60811-1-1 Metode de testare pentru izolatiile cablurilor electrice si a fibrelor optice

√ Regulamentul (UE) nr. 241/2021 al Parlamentului European și al Consiliului din 12 februarie 2021 de instituire a Mecanismului de redresare și reziliență;

√ Regulamentul Delegat (UE) 2021/2106 al Comisiei din 28 septembrie 2021 de completare a Regulamentului (UE) 2021/241 al Parlamentului European și al Consiliului de instituire a Mecanismului de redresare și reziliență prin stabilirea indicatorilor comuni și a elementelor detaliate ale tabloului de bord privind redresarea și reziliența;

√ Regulamentul nr. 651/2014 al Comisiei de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat

√ Decizia de punere în aplicare a Consiliului de aprobare a evaluării Planului de Redresare și Reziliență al României din 03 noiembrie 2021;

√ Ordonanță de urgență nr. 124/2021 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar pentru gestionarea fondurilor europene alocate României prin Mecanismul de redresare și reziliență, precum și pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 155/2020 privind unele măsuri pentru elaborarea Planului național de redresare și reziliență necesar României pentru accesarea de fonduri externe rambursabile și nerambursabile în cadrul Mecanismului de redresare și reziliență;

LISTA DE ABREVIERI

ATR	Aviz Tehnic de Racordare document emis de operatorul de retea pentru aprobarea racordarii la retea
TDRI	Tablou de distributie de joasa tensiune din posturi de transformare de retea tip TDRI
CEF	Centrala electrica fotovoltaica
CEE	Centrala electrica eoliana
kW	Kilowatt - unitate de masura a puterii electrice (1 kW = 1000 W)
MW	Megawatt - unitate de masura a puterii electrice (1 MW = 1000 kW)
MWh	Megawatt-ora - unitate de masura a energiei electrice (1 MWh = 1000 kWh)
MWp	Megawatt peak - puterea maxima instalata a unei centrale fotovoltaice
kWp	Kilowatt peak - puterea maxima instalata a unui modul sau sistem fotovoltaic
W	Watt - unitate de masura a puterii electrice
C.C.	Curent Continuu - forma de curent electric produs de panourile fotovoltaice
C.A.	Curent Alternativ - forma de curent electric utilizată în rețelele electrice comerciale
OD	Operator de Distributie - entitatea responsabila cu distributia energiei electrice
OT	Operator de Transport - entitatea responsabila cu transportul energiei electrice
CET	Centrala Electrica Termica - instalatie de productie a energiei electrice prin arderea combustibililor
AA	Aviz de Amplasament - document necesar pentru aprobarea amplasarii unei instalatii electrice
CU	Certificat de Urbanism - document informativ emis de autoritatea privind conditiile de construire
PRP	Punct de Racordare la Retea Publica - locul unde instalatia se conecteaza rețeaua de distributie
PT	Post de Transformare - echipament pentru transformarea tensiunii electrice
MT	Mediu Tensiune - nivel de tensiune electrica intre 1kV si 35kV
IT	Inalta Tensiune - nivel de tensiune electrica peste 35kV
JT	Joasa Tensiune - nivel de tensiune electrica sub 1kV
TR	Transformator - echipament pentru modificarea nivelului de tensiune electrica
IG	Impamantare Generala - sistem de protectie impotriva electrocutarii
UPS	Unitate de Alimentare Neintreruptibila - asigura continuitatea alimentarii cu energie electrica
SPD	Dispozitiv de Protectie la Supratensiune - protejeaza echipamentele impotriva supratensiunilor
SCADA	Sistem de Control si Achizitie a Datelor - utilizat pentru monitorizarea centralelor electrice
EMS	Sistem de Management al Energiei - optimizeaza consumul si productia de energie
PCS	Sistem de Conversie a Puterii - responsabil pentru conversia energiei produse in curent continuu
DMS	Sistem de Management al Distributiei - sistem software pentru gestionarea distributiei energiei
PCC	Punct de Comanda si Control - echipament pentru gestionarea fluxului energetic
BMS	Sistem de Management al Cladirilor – monitorizeaza si controleaza instalatiile electrice si termice
VDC	Volt curent continuu - unitate de masura a tensiunii pentru curent continuu
VAC	Volt curent alternativ - unitate de masura a tensiunii pentru curent alternativ
HG	Hotarare de guvern
UE	Uniunea Europeana
VANF/K	Valoarea Actualizata Neta Financiara raportata la Capitalul Investit - masoara eficienta economica a unei investitii
VAN	Valoarea Actualizata Neta - diferenta dintre beneficiile si costurile actualizate ale unui proiect
RIR	Rata Interna de Rentabilitate - rata de actualizare la care VAN este zero

PRI	Perioada de Recuperare a Investitiei - timpul necesar pentru recuperarea costurilor initiale ale investitiei
IR	Indicele de Rentabilitate - raportul dintre beneficiile actualizate si costurile actualizate
EBITDA	Castiguri inainte de dobanzi, taxe, depreciere si amortizare - masoara profitabilitatea operationala
ROI	Return on Investment - rentabilitatea investitiei, raportul dintre profitul net si capitalul investit
NPV	Net Present Value - valoarea neta actualizata a fluxurilor de numerar ale unui proiect
LCOE	Levelized Cost of Energy - costul nivelat al energiei, utilizat pentru a compara costurile diferitelor surse de energie

DEVIZ GENERAL
Varianta 1

UAT Ungheeni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului						
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	29,241.63	5,750.00	6,140.74	35,382.37	6,957.50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total capitol 1		29,241.63	5,750.00	6,140.74	35,382.37	6,957.50
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții						
2.1	Alimentarea cu apa a obiectivului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	Racord rețea electrică (ATR + lucrări conexie operator distribuție)	238,624.37	46,922.50	50,111.12	288,735.49	56,776.23
2.3	Alimentare cu agent termic	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total capitol 2		238,624.37	46,922.50	50,111.12	288,735.49	56,776.23
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1.	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3.	Alte studii specifice	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
3.3	Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	294,709.81	57,951.00	61,889.07	356,598.88	70,120.71
3.5.1.	Temă de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2.	Studii de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3.	Studii de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de	126,888.31	24,951.00	26,646.55	153,534.86	30,190.71
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	15,256.50	3,000.00	3,203.87	18,460.37	3,630.00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	152,565.00	30,000.00	32,038.65	184,603.65	36,300.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	97,000.00	19,073.84	20,370.00	117,370.00	23,079.34
3.7	Consultanță	712,748.43	140,153.07	149,677.17	862,425.60	169,585.21
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	710,205.68	139,653.07	149,143.19	859,348.87	168,980.21
3.7.2.	Auditul financiar	2,542.75	500.00	533.98	3,076.73	605.00
3.8	Asistență tehnică	30,228.21	5,944.00	6,347.92	36,576.13	7,192.24
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	7,780.82	1,530.00	1,633.97	9,414.79	1,851.30
3.8.1.1.	pe perioada de execuție a lucrărilor	7,780.82	1,530.00	1,633.97	9,414.79	1,851.30
3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2.	Dirigenție de șantier	14,641.15	2,879.00	3,074.64	17,715.79	3,483.59
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	7,806.24	1,535.00	1,639.31	9,445.55	1,857.35
Total capitol 3		1,134,686.45	223,121.91	238,284.16	1,372,970.61	269,977.51
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații (componenta A și B)	1,065,259.69	209,470.00	223,704.53	1,288,964.22	253,458.70
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale (componenta A și B)	1,534,254.01	301,691.87	322,193.34	1,856,447.35	365,047.16
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5,226,371.08	1,027,700.54	1,097,537.93	6,323,909.01	1,243,517.65
COMPONENTA A - Clădiri publice UAT Ungheeni (PV + stocare+ EMS)		1,335,002.42	262,511.54	280,350.51	1,615,352.93	317,638.96
4.3.1	Panouri fotovoltaice Componenta A	680,354.46	133,783.20	142,874.44	823,228.90	161,877.67
4.3.2	Invertoare și sistem control Componenta A	224,923.21	44,228.34	47,233.87	272,157.08	53,516.29
4.3.3	Sistem stocare energie Componenta A	429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
COMPONENTA B - 117 gospodării (5 kW PV + stocare 5 kWh per gospodărie)		3,891,368.66	765,189.00	817,187.42	4,708,556.08	925,878.69
4.3.4	Panouri fotovoltaice Componenta B	1,725,784.77	339,354.00	362,414.80	2,088,199.57	410,618.34
4.3.5	Invertoare și sistem control Componenta B	380,573.39	74,835.00	79,920.41	460,493.80	90,550.35
4.3.6	Sistem stocare Componenta B	1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și ech	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale (EMS)	165,787.30	32,600.00	34,815.33	200,602.63	39,446.00
Total capitol 4		7,991,672.08	1,571,462.41	1,678,251.13	9,669,923.21	1,901,469.51
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli						
5.1	Organizare de șantier	5,848.33	1,150.00	1,228.15	7,076.48	1,391.50
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.1.2.	Cheltuieli conexie organizării șantierului	5,848.33	1,150.00	1,228.15	7,076.48	1,391.50
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	31,541.18	6,202.18	0.00	31,541.18	6,202.18
5.2.1.	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5% C+M)	14,336.90	2,819.17	0.00	14,336.90	2,819.17
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1% C+M)	2,867.38	563.83	0.00	2,867.38	563.83
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5%)	14,336.90	2,819.17	0.00	14,336.90	2,819.17
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare (1% C+I + 1% OS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (10%)	858,447.61	168,802.99	180,274.00	1,038,721.61	204,251.62
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	14,641.15	2,879.00	3,074.64	17,715.79	3,483.59
Total capitol 5		910,478.27	179,034.17	184,576.79	1,095,055.06	215,328.89
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste						
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	9,764.16	1,920.00	2,050.47	11,814.63	2,323.20
Total capitol 6		9,764.16	1,920.00	2,050.47	11,814.63	2,323.20
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)	2,324,306.13	457,045.74	488,104.29	2,812,410.42	553,025.35
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	126,069.55	24,790.00	26,474.61	152,544.16	29,995.90
Total capitol 7		2,450,375.68	481,835.74	514,578.90	2,964,954.58	583,021.25
TOTAL GENERAL		12,764,842.64	2,510,046.73	2,673,993.31	15,438,835.95	3,035,854.08
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		2,867,379.70	563,834.37	602,149.73	3,469,529.43	682,239.59

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 1
OBIECT 1 - Componenta A fotovoltaic

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.1	Sapatura, suport montaj si alte constructii	285,499.97	56,140.00	59,954.99	345,454.96	67,929.40
TOTAL I - subcapitol 4.1		285,499.97	56,140.00	59,954.99	345,454.96	67,929.40
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	358,295.30	70,454.29	75,242.01	433,537.31	85,249.69
TOTAL II - subcapitol 4.2		358,295.30	70,454.29	75,242.01	433,537.31	85,249.69
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	Invertoare, cutii de interconectare	224,923.21	44,228.34	47,233.87	272,157.08	53,516.29
4.3.2	Panouri fotovoltaice si accesorii	680,354.46	133,783.20	142,874.44	823,228.90	161,877.67
TOTAL III - subcapitol 4.3		905,277.67	178,011.54	190,108.31	1,095,385.98	215,393.96
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	46,786.60	9,200.00	9,825.19	56,611.79	11,132.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		46,786.60	9,200.00	9,825.19	56,611.79	11,132.00
TOTAL DEZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		1,595,859.53	313,805.83	335,130.50	1,930,990.04	379,705.05

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 1
OBIECT 2 - Componenta B fotovoltaic

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	<i>Construcții și instalații</i>					
4.1.1	Fundatii si alte constructii	679,066.82	133,530.00	142,604.03	821,670.85	161,571.30
TOTAL I - subcapitol 4.1		679,066.82	133,530.00	142,604.03	821,670.85	161,571.30
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	926,769.21	182,237.58	194,621.53	1,121,390.75	220,507.47
TOTAL II - subcapitol 4.2		926,769.21	182,237.58	194,621.53	1,121,390.75	220,507.47
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	<i>Invertoare, cutii de interconectare</i>	380,573.39	74,835.00	79,920.41	460,493.80	90,550.35
4.3.2	<i>Panouri fotovoltaice si accesorii</i>	1,725,784.77	339,354.00	362,414.80	2,088,199.57	410,618.34
TOTAL III - subcapitol 4.3		2,106,358.16	414,189.00	442,335.21	2,548,693.37	501,168.69
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	119,000.70	23,400.00	24,990.15	143,990.85	28,314.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		119,000.70	23,400.00	24,990.15	143,990.85	28,314.00
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		3,831,194.89	753,356.58	804,550.93	4,635,745.81	911,561.46

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 1
OBIECT 3 - Componenta A Stocare

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.2	Fundatii echipamente	68,654.25	13,500.00	14,417.39	83,071.64	16,335.00
TOTAL I - subcapitol 4.1		68,654.25	13,500.00	14,417.39	83,071.64	16,335.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	162,736.00	32,000.00	34,174.56	196,910.56	38,720.00
TOTAL II - subcapitol 4.2		162,736.00	32,000.00	34,174.56	196,910.56	38,720.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	sistem de stocare	429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
TOTAL III - subcapitol 4.3		429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		661,115.00	130,000.00	138,834.15	799,949.15	157,300.00

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 1
OBIECT 4 - Componenta B Stocare

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.1	Fundatii echipamente	32,038.65	6,300.00	6,728.12	38,766.77	7,623.00
TOTAL I - subcapitol 4.1		32,038.65	6,300.00	6,728.12	38,766.77	7,623.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	86,453.50	17,000.00	18,155.24	104,608.74	20,570.00
TOTAL II - subcapitol 4.2		86,453.50	17,000.00	18,155.24	104,608.74	20,570.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	sistem de stocare	1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
TOTAL III - subcapitol 4.3		1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL DEZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		1,903,502.65	374,300.00	399,735.56	2,303,238.21	452,903.00

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

DEVIZ GENERAL
Varianta 2

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului						
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	29,241.63	5,750.00	6,140.74	35,382.37	6,957.50
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total capitol 1		29,241.63	5,750.00	6,140.74	35,382.37	6,957.50
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții						
2.1	Alimentarea cu apa a obiectivului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2.2	Racord rețea electrică (ATR + lucrări conexie operator distribuție)	238,624.37	46,922.50	50,111.12	288,735.49	56,776.23
2.3	Alimentare cu agent termic	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total capitol 2		238,624.37	46,922.50	50,111.12	288,735.49	56,776.23
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică						
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	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
3.3	Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	294,709.81	57,951.00	61,889.07	356,598.88	70,120.71
3.5.1	Temă de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studii de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studii de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de	126,888.31	24,951.00	26,646.55	153,534.86	30,190.71
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	15,256.50	3,000.00	3,203.87	18,460.37	3,630.00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	152,565.00	30,000.00	32,038.65	184,603.65	36,300.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	97,000.00	19,073.84	20,370.00	117,370.00	23,079.34
3.7	Consultanță	712,748.43	140,153.07	149,677.17	862,425.60	169,585.21
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	710,205.68	139,653.07	149,143.19	859,348.87	168,980.21
3.7.2	Auditul financiar	2,542.75	500.00	533.98	3,076.73	605.00
3.8	Asistență tehnică	30,228.21	5,944.00	6,347.92	36,576.13	7,192.24
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	7,780.82	1,530.00	1,633.97	9,414.79	1,851.30
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	7,780.82	1,530.00	1,633.97	9,414.79	1,851.30
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigenție de șantier	14,641.15	2,879.00	3,074.64	17,715.79	3,483.59
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	7,806.24	1,535.00	1,639.31	9,445.55	1,857.35
Total capitol 3		1,134,686.45	223,121.91	238,284.16	1,372,970.61	269,977.51
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații (componenta A și B)	1,197,889.53	235,550.00	251,556.80	1,449,446.33	285,015.50
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale (componenta A și B)	1,583,327.05	311,341.47	332,498.68	1,915,825.73	376,723.18
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5,226,371.08	1,027,700.54	1,097,537.93	6,323,909.01	1,243,517.65
COMPONENTA A - Clădiri publice UAT Ungheni (PV + stocare+ EMS)		1,335,002.42	262,511.54	280,350.51	1,615,352.93	317,638.96
4.3.1	Panouri fotovoltaice Componenta A	680,354.46	133,783.20	142,874.44	823,228.90	161,877.67
4.3.2	Invertoare și sistem control Componenta A	224,923.21	44,228.34	47,233.87	272,157.08	53,516.29
4.3.3	Sistem stocare energie Componenta A	429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
COMPONENTA B - 117 gospodării (5 kW PV + stocare 5 kWh per gospodarie)		3,891,368.66	765,189.00	817,187.42	4,708,556.08	925,878.69
4.3.4	Panouri fotovoltaice Componenta B	1,725,784.77	339,354.00	362,414.80	2,088,199.57	410,618.34
4.3.5	Invertoare și sistem control Componenta B	380,573.39	74,835.00	79,920.41	460,493.80	90,550.35
4.3.6	Sistem stocare Componenta B	1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și ech	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale (EMS)	165,787.30	32,600.00	34,815.33	200,602.63	39,446.00
Total capitol 4		8,173,374.96	1,607,192.01	1,716,408.74	9,889,783.70	1,944,702.33
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli						
5.1	Organizare de șantier	5,848.33	1,150.00	1,228.15	7,076.48	1,391.50
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.1.2	Cheltuieli conexie organizării șantierului	5,848.33	1,150.00	1,228.15	7,076.48	1,391.50
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	33,539.90	6,595.20	0.00	33,539.90	6,595.20
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5% C+M)	15,245.41	2,997.82	0.00	15,245.41	2,997.82
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1% C+M)	3,049.08	599.56	0.00	3,049.08	599.56
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5%)	15,245.41	2,997.82	0.00	15,245.41	2,997.82
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare (1% C+I + 1% OS)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute (10%)	876,617.90	172,375.95	184,089.76	1,060,707.66	208,574.90
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	14,641.15	2,879.00	3,074.64	17,715.79	3,483.59
Total capitol 5		930,647.28	183,000.15	188,392.55	1,119,039.83	220,045.19
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste						
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	9,764.16	1,920.00	2,050.47	11,814.63	2,323.20
Total capitol 6		9,764.16	1,920.00	2,050.47	11,814.63	2,323.20
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)	2,369,731.85	465,978.14	497,643.69	2,867,375.54	563,833.55
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	126,069.55	24,790.00	26,474.61	152,544.16	29,995.90
Total capitol 7		2,495,801.40	490,768.14	524,118.30	3,019,919.70	593,829.45
TOTAL GENERAL		13,012,140.25	2,558,674.71	2,725,506.08	15,737,646.33	3,094,611.41
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		3,049,082.58	599,563.97	640,307.34	3,689,389.92	725,472.40

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 2
OBIECT 1 - Componenta A fotovoltaic

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.1	Sapatura, suport montaj si alte constructii	322,929.25	63,500.00	67,815.14	390,744.39	76,835.00
TOTAL I - subcapitol 4.1		322,929.25	63,500.00	67,815.14	390,744.39	76,835.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	372,144.13	73,177.49	78,150.27	450,294.40	88,544.76
TOTAL II - subcapitol 4.2		372,144.13	73,177.49	78,150.27	450,294.40	88,544.76
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	Invertoare, cutii de interconectare	224,923.21	44,228.34	47,233.87	272,157.08	53,516.29
4.3.2	Panouri fotovoltaice si accesorii	680,354.46	133,783.20	142,874.44	823,228.90	161,877.67
TOTAL III - subcapitol 4.3		905,277.67	178,011.54	190,108.31	1,095,385.98	215,393.96
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	46,786.60	9,200.00	9,825.19	56,611.79	11,132.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		46,786.60	9,200.00	9,825.19	56,611.79	11,132.00
TOTAL DEZIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		1,647,137.65	323,889.03	345,898.91	1,993,036.55	391,905.72

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 2
OBIECT 2 - Componenta B fotovoltaic

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	<i>Construcții și instalații</i>					
4.1.1	Fundatii si alte constructii	774,267.38	152,250.00	162,596.15	936,863.52	184,222.50
TOTAL I - subcapitol 4.1		774,267.38	152,250.00	162,596.15	936,863.52	184,222.50
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	961,993.42	189,163.98	202,018.62	1,164,012.04	228,888.42
TOTAL II - subcapitol 4.2		961,993.42	189,163.98	202,018.62	1,164,012.04	228,888.42
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	<i>Invertoare, cutii de interconectare</i>	380,573.39	74,835.00	79,920.41	460,493.80	90,550.35
4.3.2	<i>Panouri fotovoltaice si accesorii</i>	1,725,784.77	339,354.00	362,414.80	2,088,199.57	410,618.34
TOTAL III - subcapitol 4.3		2,106,358.16	414,189.00	442,335.21	2,548,693.37	501,168.69
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	119,000.70	23,400.00	24,990.15	143,990.85	28,314.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		119,000.70	23,400.00	24,990.15	143,990.85	28,314.00
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		3,961,619.65	779,002.98	831,940.13	4,793,559.78	942,593.61

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 2
OBIECT 3 - Componenta A Stocare

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.2	Fundatii echipamente	68,654.25	13,500.00	14,417.39	83,071.64	16,335.00
TOTAL I - subcapitol 4.1		68,654.25	13,500.00	14,417.39	83,071.64	16,335.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	162,736.00	32,000.00	34,174.56	196,910.56	38,720.00
TOTAL II - subcapitol 4.2		162,736.00	32,000.00	34,174.56	196,910.56	38,720.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	sistem de stocare	429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
TOTAL III - subcapitol 4.3		429,724.75	84,500.00	90,242.20	519,966.95	102,245.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		661,115.00	130,000.00	138,834.15	799,949.15	157,300.00

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Varianta 2
OBIECT 4 - Componenta B Stocare

UAT Ungheni						
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA	Valoare cu TVA	
		lei	euro	lei	lei	euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază						
4.1	Construcții și instalații					
4.1.1	Fundatii echipamente	32,038.65	6,300.00	6,728.12	38,766.77	7,623.00
TOTAL I - subcapitol 4.1		32,038.65	6,300.00	6,728.12	38,766.77	7,623.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	86,453.50	17,000.00	18,155.24	104,608.74	20,570.00
TOTAL II - subcapitol 4.2		86,453.50	17,000.00	18,155.24	104,608.74	20,570.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
4.3.1	sistem de stocare	1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
TOTAL III - subcapitol 4.3		1,785,010.50	351,000.00	374,852.21	2,159,862.71	424,710.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL IV - subcapitol 4.4+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL DEZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III + TOTAL IV)		1,903,502.65	374,300.00	399,735.56	2,303,238.21	452,903.00

1 euro = 5.0855 lei

Întocmit,
Bogdan Stoica

Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie

[illegible]

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Est Vest

No 3D scene defined, no shadings

System power: 40.3 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC1, Simulation date:
13/07/26 11:12
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 60 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -120 °

Near Shadings

no Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 76 units
Pnom total 40.3 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Total power 40 kWac
Pnom ratio 1.01

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 45065 kWh/year Specific production 1119 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.31 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC1, Simulation date:
13/07/26 11:12
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 60 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -120 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp
Number of PV modules 76 units
Nominal (STC) 40.3 kWp
Modules 4 units x 19 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 37.0 kWp
U mpp 712 V
I mpp 52 A

Total PV power

Nominal (STC) 40 kWp
Total 76 modules
Module area 196 m²
Cell area 181 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-20KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 20.0 kWac
Number of inverters 2 units
Total power 40.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>48°C) 22.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 40 kWac
Max. power 44 kWac
Number of inverters 2 units
Pnom ratio 1.01

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 225 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC1, Simulation date:
13/07/26 11:12
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 45065 kWh/year

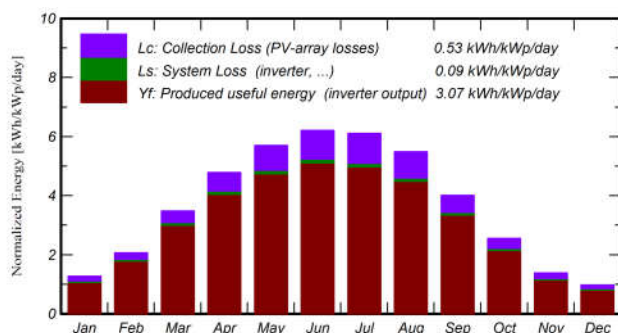
Specific production

1119 kWh/kWp/year

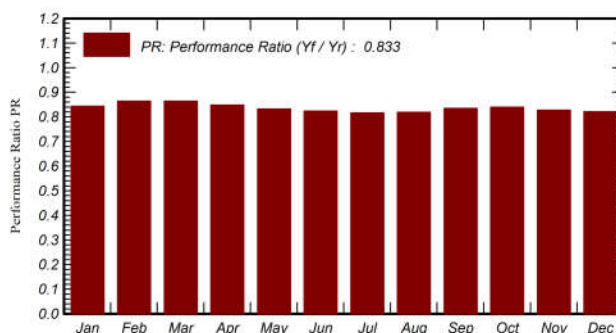
Perf. Ratio PR

83.31 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	39.4	36.0	1405	1338	0.843
February	55.8	29.43	-0.08	58.0	53.9	2094	2018	0.863
March	103.7	43.53	5.32	107.9	101.7	3866	3753	0.863
April	141.8	61.77	10.92	143.6	136.5	5035	4903	0.848
May	176.1	78.39	15.90	176.7	168.1	6075	5923	0.832
June	187.3	87.11	19.32	186.2	177.2	6333	6182	0.824
July	189.6	77.41	20.91	189.3	180.2	6375	6224	0.816
August	168.2	70.49	20.83	170.0	161.6	5742	5604	0.818
September	117.3	54.38	15.73	120.3	113.8	4156	4045	0.834
October	76.7	36.47	9.72	79.3	74.3	2769	2680	0.839
November	39.7	21.73	4.32	41.7	38.1	1452	1388	0.827
December	28.6	18.35	-0.78	30.5	27.6	1068	1009	0.822
Year	1321.7	600.49	10.01	1342.9	1268.9	46370	45065	0.833

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

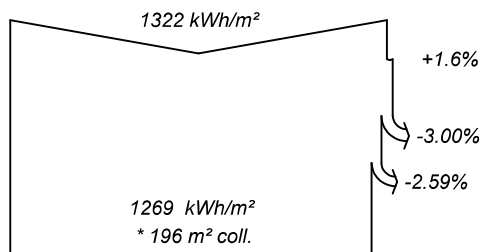
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

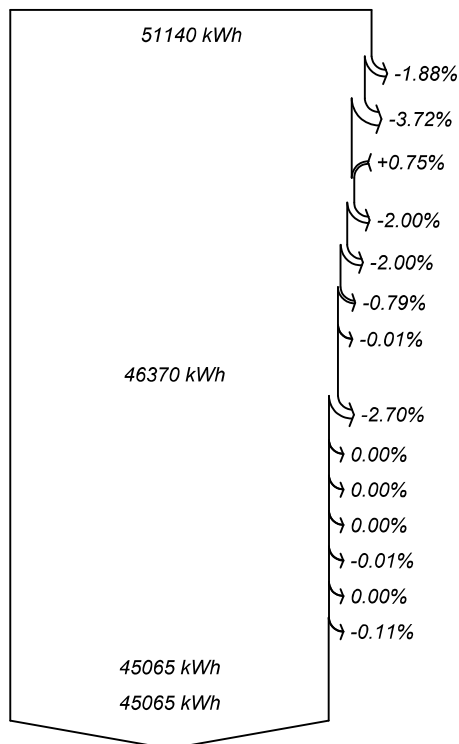
PR Performance Ratio



Loss diagram



efficiency at STC = 20.53%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

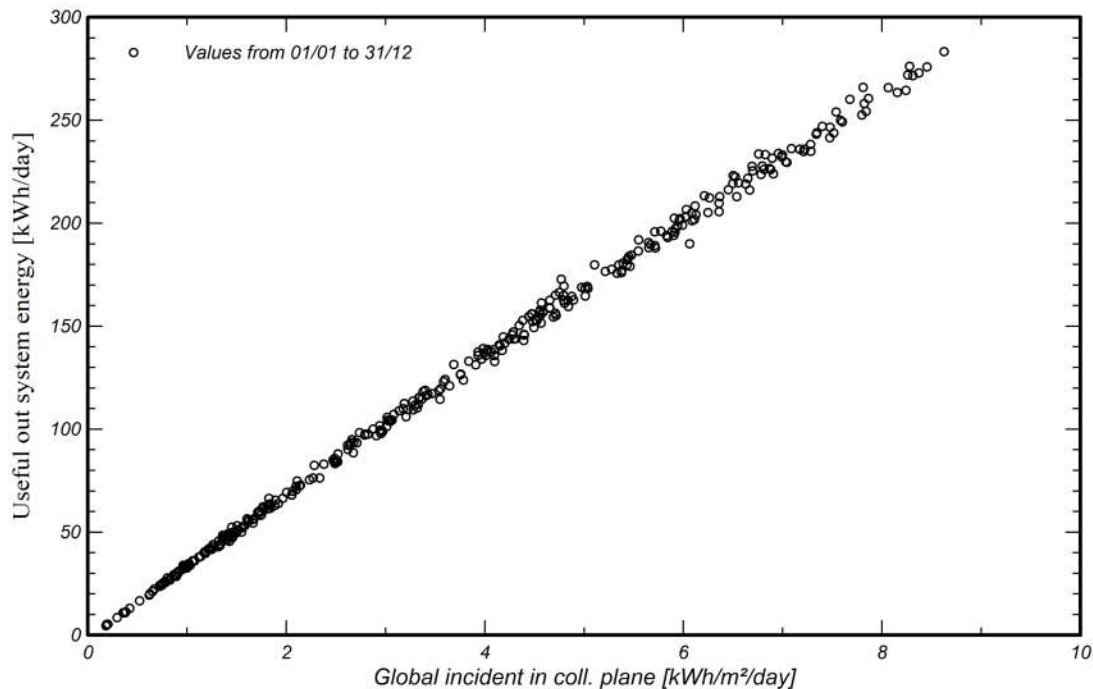
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

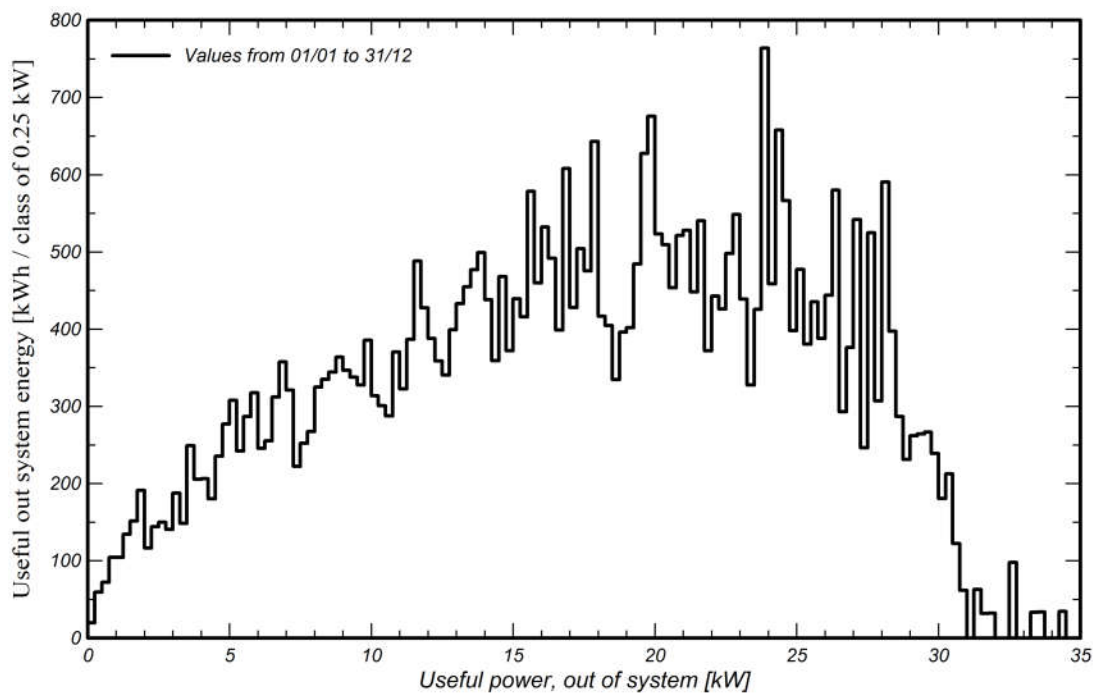


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

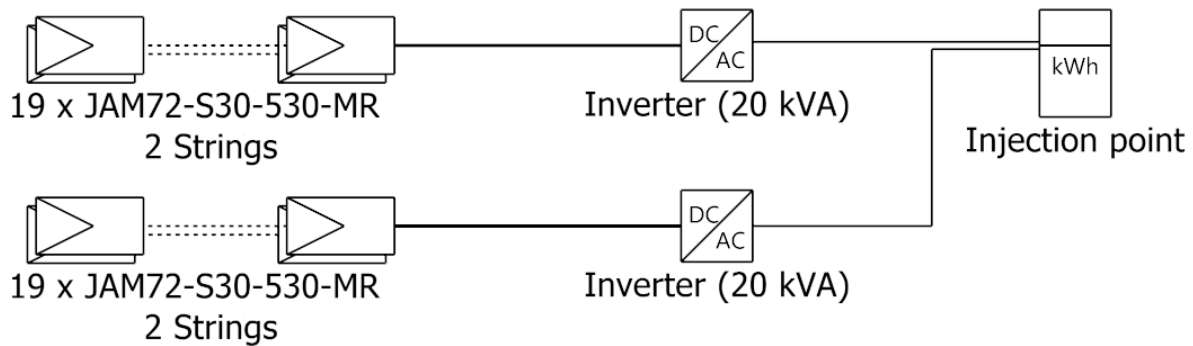




PVsyst V8.1.4

VC1, Simulation date:
13/07/26 11:12
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-20KTL-M5-400V
String	19 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC1 : Baza sportiva Ungheni - Est Ves
t

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Sud

No 3D scene defined, no shadings

System power: 40.3 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
13/07/26 11:03
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 76 units
Pnom total 40.3 kWp

Inverters

Nb. of units 2 units
Total power 40 kWac
Pnom ratio 1.01

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 48105 kWh/year Specific production 1194 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.62 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
13/07/26 11:03
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp
Number of PV modules 76 units
Nominal (STC) 40.3 kWp
Modules 4 units x 19 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 37.0 kWp
U mpp 712 V
I mpp 52 A

Total PV power

Nominal (STC) 40 kWp
Total 76 modules
Module area 196 m²
Cell area 181 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-20KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 20.0 kWac
Number of inverters 2 units
Total power 40.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>48°C) 22.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 40 kWac
Max. power 44 kWac
Number of inverters 2 units
Pnom ratio 1.01

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 225 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Baza sportiva Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
13/07/26 11:03
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 48105 kWh/year

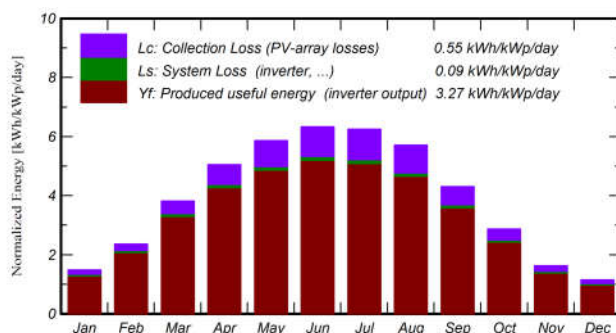
Specific production

1194 kWh/kWp/year

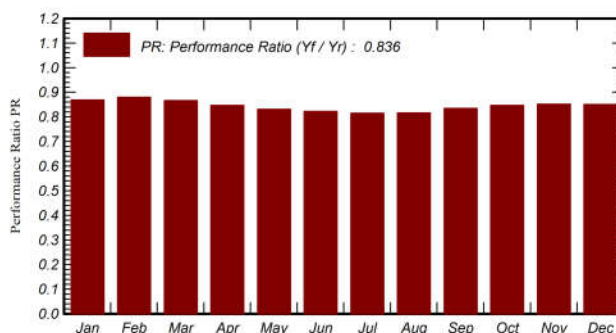
Perf. Ratio PR

83.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	46.0	42.9	1680	1610	0.868
February	55.8	29.43	-0.08	66.2	62.5	2427	2346	0.879
March	103.7	43.53	5.32	118.3	111.9	4244	4124	0.866
April	141.8	61.77	10.92	151.6	144.2	5305	5168	0.846
May	176.1	78.39	15.90	181.8	173.0	6236	6081	0.831
June	187.3	87.11	19.32	189.9	180.7	6446	6293	0.823
July	189.6	77.41	20.91	193.9	184.7	6518	6364	0.815
August	168.2	70.49	20.83	177.2	168.3	5966	5823	0.816
September	117.3	54.38	15.73	129.3	122.7	4466	4350	0.835
October	76.7	36.47	9.72	89.1	84.3	3134	3039	0.847
November	39.7	21.73	4.32	49.0	45.7	1748	1679	0.851
December	28.6	18.35	-0.78	35.8	33.2	1290	1227	0.851
Year	1321.7	600.49	10.01	1428.1	1354.1	49461	48105	0.836

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

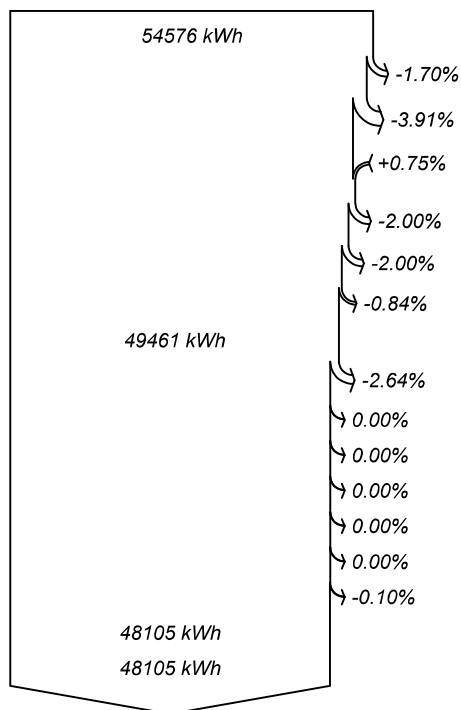
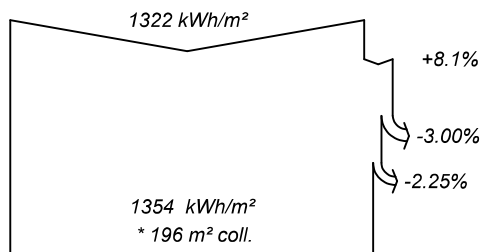
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

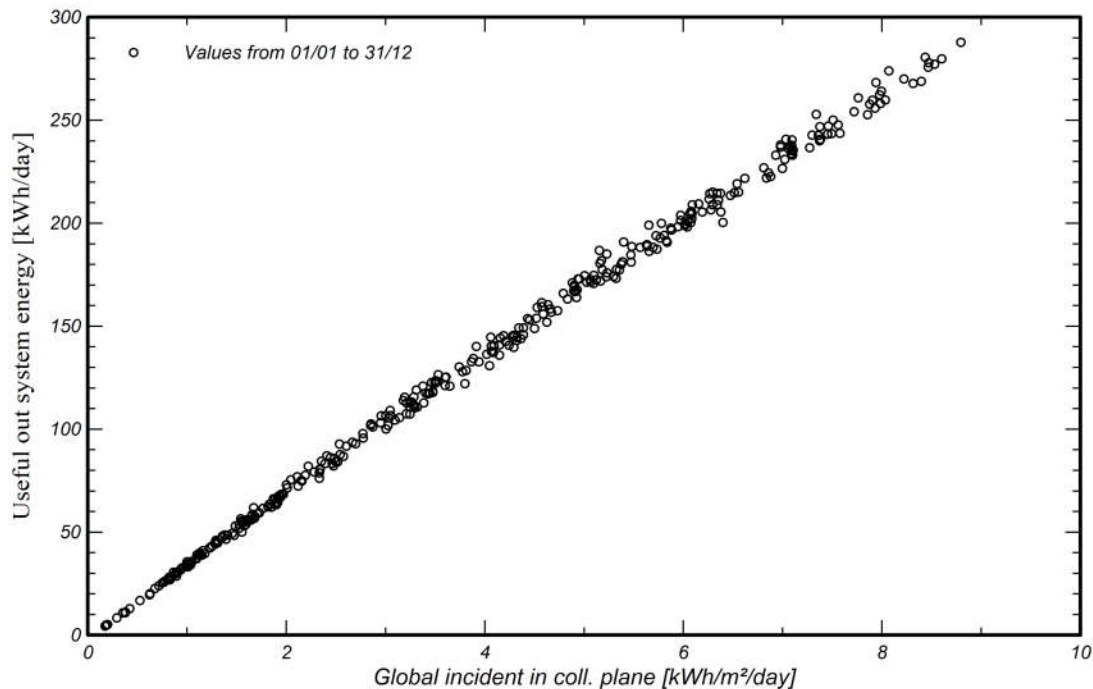
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

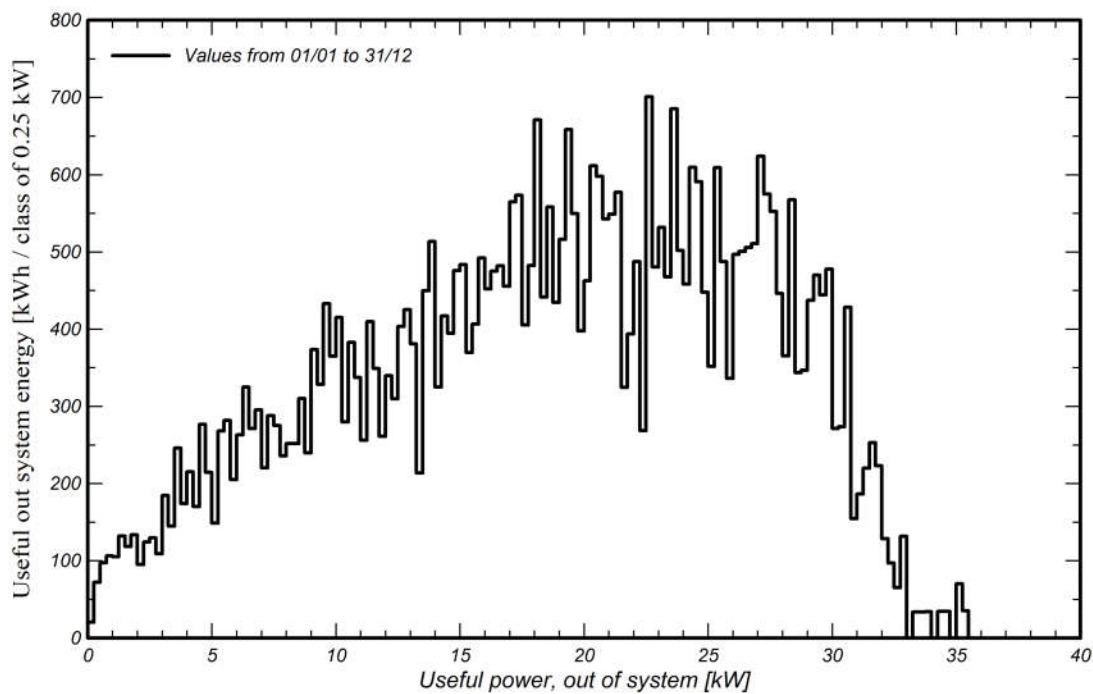


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

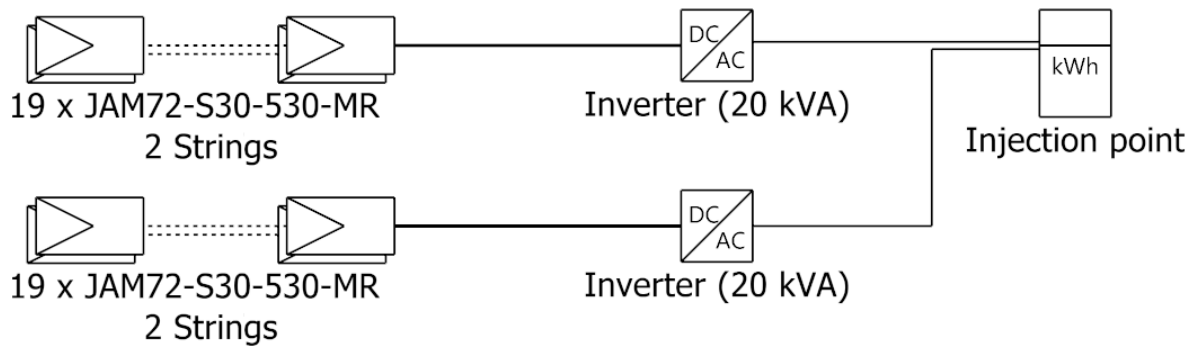




PVsyst V8.1.4

VC0, Simulation date:
13/07/26 11:03
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-20KTL-M5-400V
String	19 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC0 : Baza sportiva Ungheni - Sud

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau- Est Vest

No 3D scene defined, no shadings

System power: 20.14 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau- Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC3, Simulation date:
13/07/26 12:10
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Near Shadings

no Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 38 units
Pnom total 20.14 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 20 kWac
Pnom ratio 1.01

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 22030 kWh/year Specific production 1094 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.21 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau- Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC3, Simulation date:
13/07/26 12:10
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 38 units

Nominal (STC) 20.14 kWp

Modules 2 units x 19 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 18.49 kWp

U mpp 712 V

I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 20 kWp

Total 38 modules

Module area 98.2 m²

Cell area 90.6 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-20KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 20.0 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 20.0 kWac

Operating voltage 200-1000 V

Max. power (=>48°C) 22.0 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.01

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 20 kWac

Max. power 22 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.01

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 450 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau- Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC3, Simulation date:
13/07/26 12:10
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

22030 kWh/year

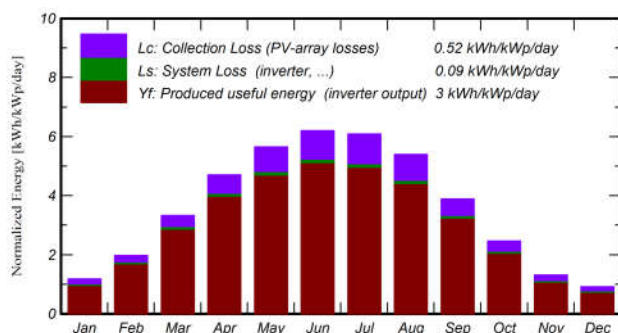
Specific production

1094 kWh/kWp/year

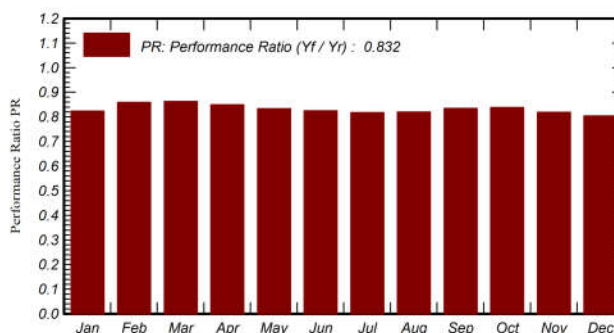
Perf. Ratio PR

83.21 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	36.8	21.43	-2.59	36.6	33.0	640	607	0.823
February	55.8	29.43	-0.08	55.4	51.3	996	959	0.859
March	103.7	43.53	5.32	103.3	97.1	1849	1794	0.863
April	141.8	61.77	10.92	141.0	134.0	2476	2411	0.849
May	176.1	78.39	15.90	175.1	166.5	3014	2938	0.833
June	187.3	87.11	19.32	186.1	177.2	3169	3093	0.825
July	189.6	77.41	20.91	188.7	179.6	3181	3105	0.817
August	168.2	70.49	20.83	167.3	158.9	2829	2761	0.819
September	117.3	54.38	15.73	116.8	110.4	2018	1963	0.835
October	76.7	36.47	9.72	76.3	71.3	1331	1287	0.838
November	39.7	21.73	4.32	39.5	35.8	683	651	0.819
December	28.6	18.35	-0.78	28.4	25.4	489	459	0.804
Year	1321.7	600.49	10.01	1314.5	1240.3	22675	22030	0.832

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

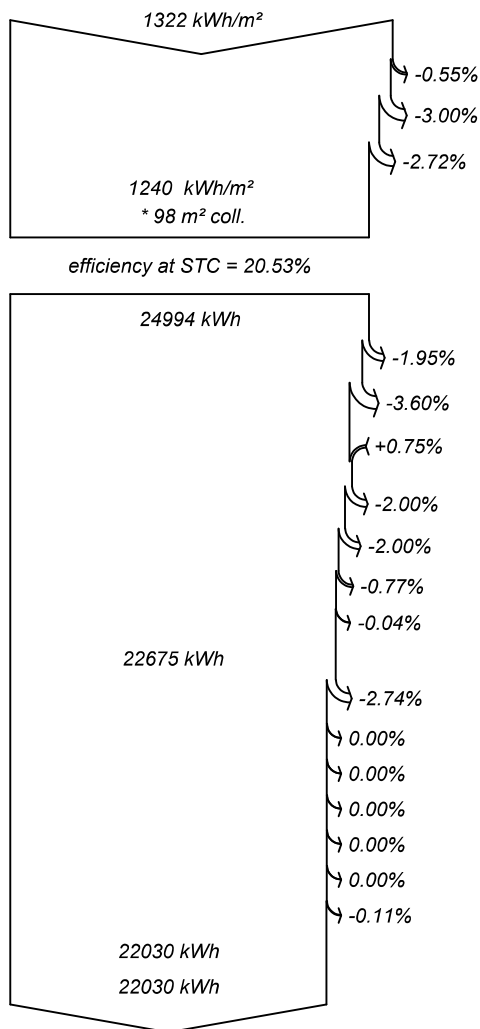
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

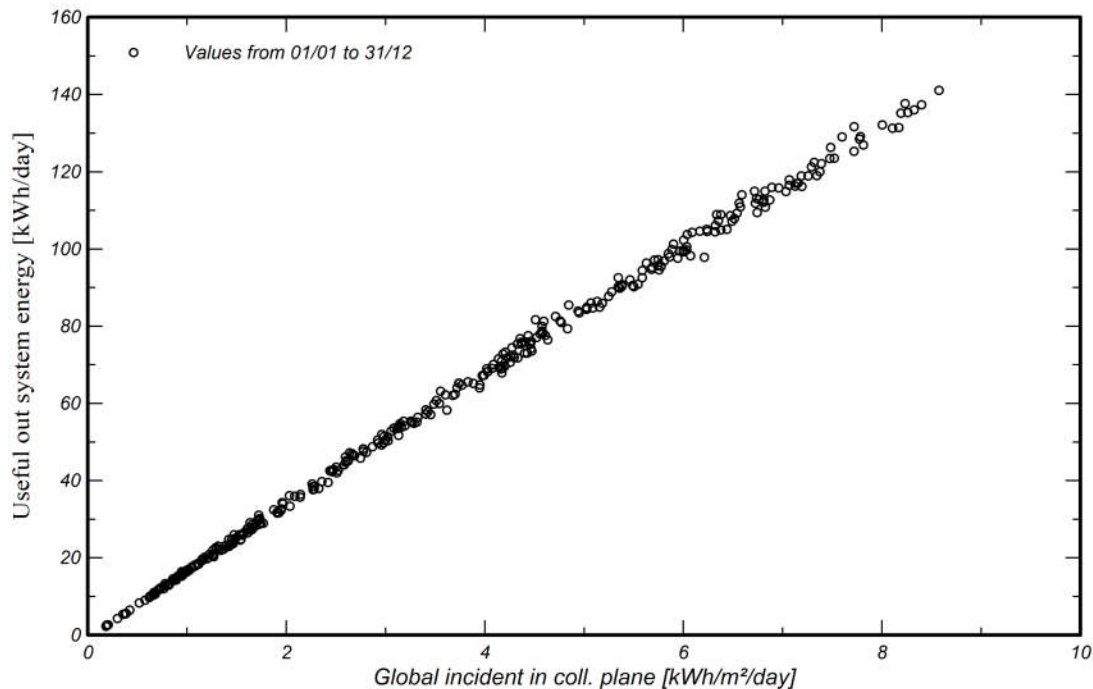
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

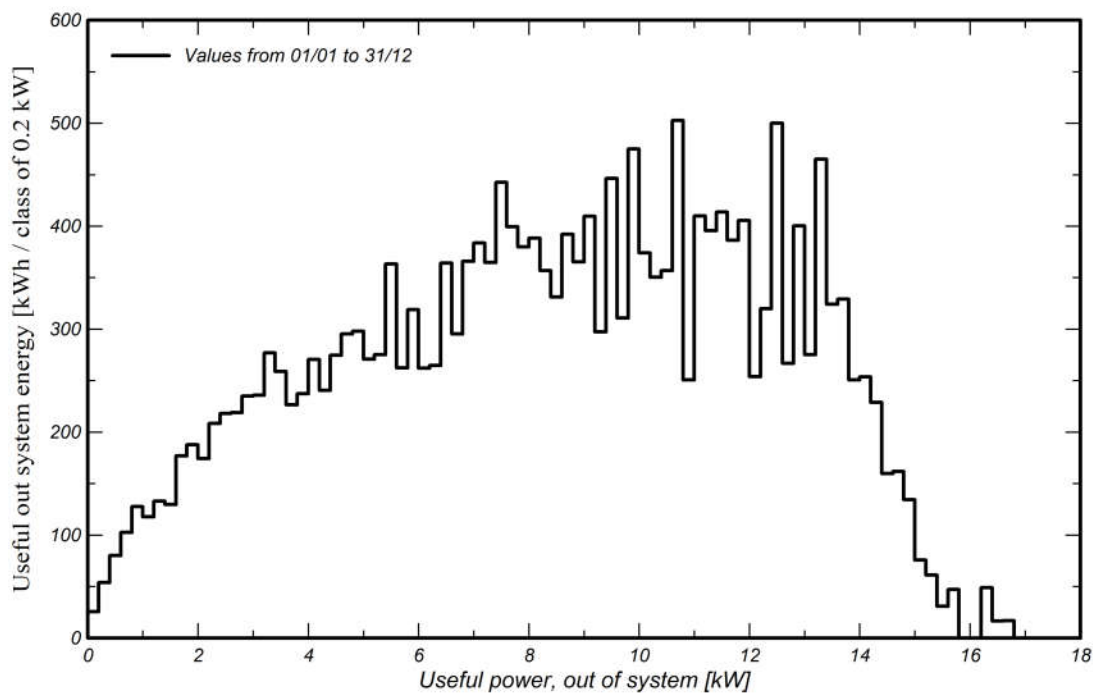


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

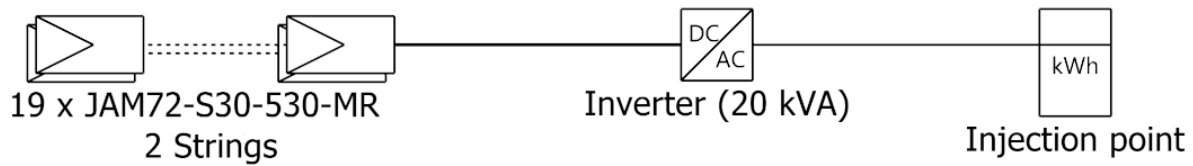




PVsyst V8.1.4

VC3, Simulation date:
13/07/26 12:10
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-20KTL-M5-400V
String	19 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC3 : Caminul cultural Vidrasau- Est V
est

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau - Sud

No 3D scene defined, no shadings

System power: 20.14 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 11:48
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 38 units
Pnom total 20.14 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 20 kWac
Pnom ratio 1.01

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 24053 kWh/year Specific production 1194 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.62 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 11:48
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp
Number of PV modules 38 units
Nominal (STC) 20.14 kWp
Modules 2 units x 19 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 18.49 kWp
U mpp 712 V
I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 20 kWp
Total 38 modules
Module area 98.2 m²
Cell area 90.6 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-20KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 20.0 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 20.0 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>48°C) 22.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 20 kWac
Max. power 22 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.01

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 450 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Caminul cultural Vidrasau - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 11:48
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

24053 kWh/year

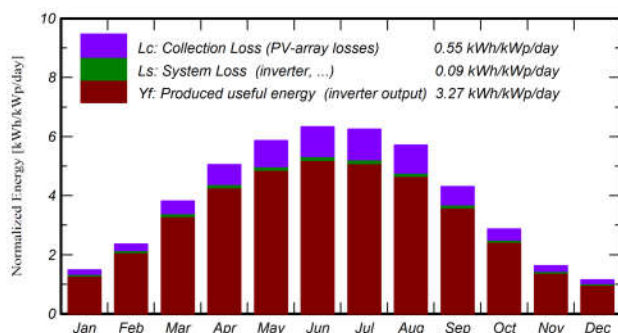
Specific production

1194 kWh/kWp/year

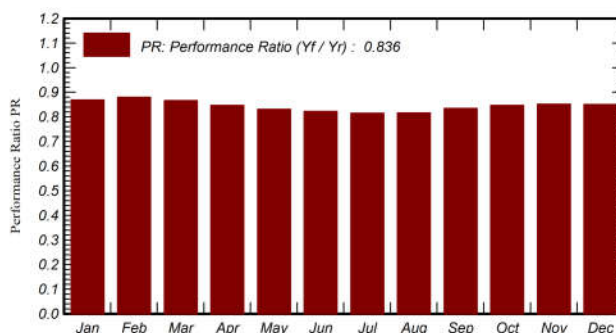
Perf. Ratio PR

83.62 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	46.0	42.9	840	805	0.868
February	55.8	29.43	-0.08	66.2	62.5	1214	1173	0.879
March	103.7	43.53	5.32	118.3	111.9	2122	2062	0.866
April	141.8	61.77	10.92	151.6	144.2	2652	2584	0.846
May	176.1	78.39	15.90	181.8	173.0	3118	3041	0.831
June	187.3	87.11	19.32	189.9	180.7	3223	3146	0.823
July	189.6	77.41	20.91	193.9	184.7	3259	3182	0.815
August	168.2	70.49	20.83	177.2	168.3	2983	2911	0.816
September	117.3	54.38	15.73	129.3	122.7	2233	2175	0.835
October	76.7	36.47	9.72	89.1	84.3	1567	1519	0.847
November	39.7	21.73	4.32	49.0	45.7	874	840	0.851
December	28.6	18.35	-0.78	35.8	33.2	645	614	0.851
Year	1321.7	600.49	10.01	1428.1	1354.1	24730	24053	0.836

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Project: Comunitate energetica Ungheni

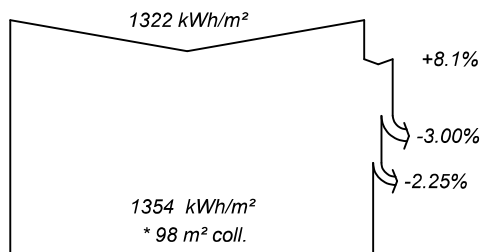
Variant: Caminul cultural Vidrasau - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 11:48
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

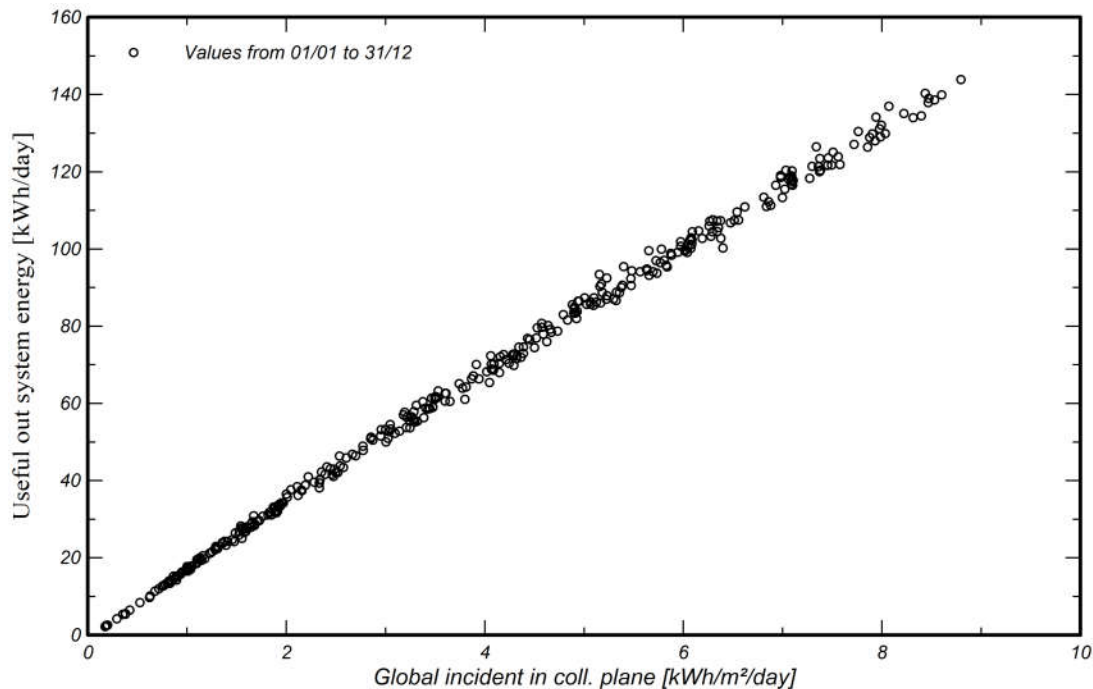
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

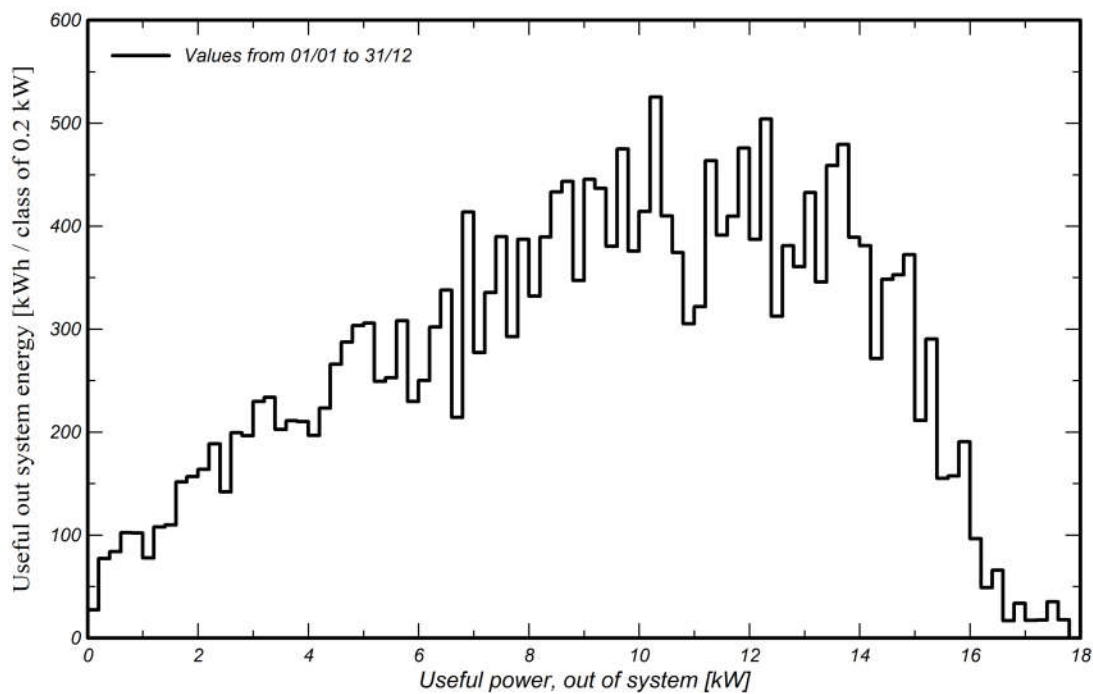


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

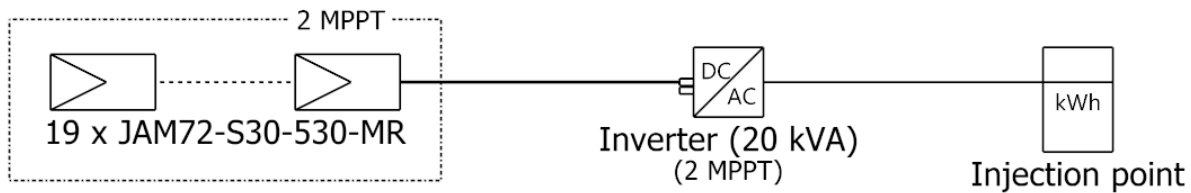




PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 11:48
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-20KTL-M5-400V
String	19 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC2 : Caminul cultural Vidrasau - Sud

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - est vest

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5.30 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - est vest

PVsyst V8.1.4

VC8, Simulation date:
13/07/26 19:29
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Near Shadings

no Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 10 units
Pnom total 5.30 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 5 kWac
Pnom ratio 1.06

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 5651.7 kWh/year Specific production 1066 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.12 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - est vest

PVsyst V8.1.4

VC8, Simulation date:
13/07/26 19:29
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteor norm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 10 units

Nominal (STC) 5.30 kWp

Modules 2 units x 5 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 4865 Wp

U mpp 187 V

I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 5 kWp

Total 10 modules

Module area 25.8 m²

Cell area 23.8 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-5KTL-M1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 5.00 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 5.0 kWac

Operating voltage 140-980 V

Max. power (=>50°C) 5.50 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.06

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 5 kWac

Max. power 5.5 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.06

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 118 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - est vest

PVsyst V8.1.4

VC8, Simulation date:
13/07/26 19:29
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 5651.7 kWh/year

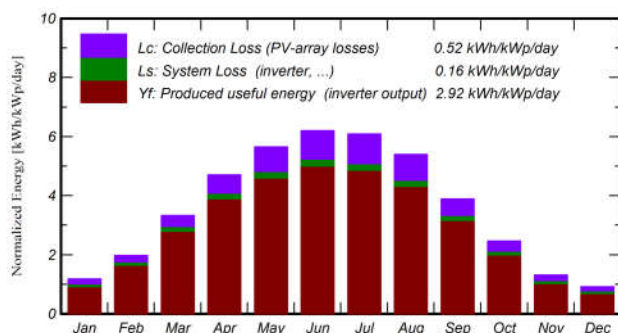
Specific production

1066 kWh/kWp/year

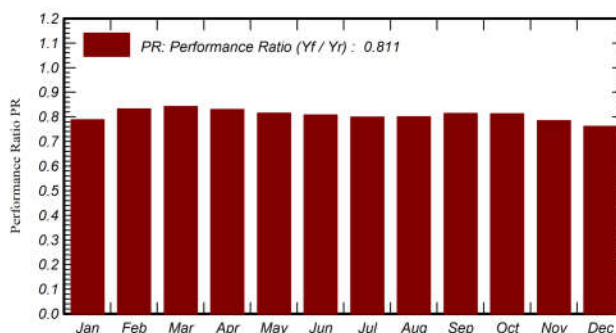
Perf. Ratio PR

81.12 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	36.6	33.0	168.5	153.1	0.788
February	55.8	29.43	-0.08	55.4	51.3	262.2	244.5	0.832
March	103.7	43.53	5.32	103.3	97.1	486.6	460.7	0.842
April	141.8	61.77	10.92	141.0	134.0	651.6	620.5	0.830
May	176.1	78.39	15.90	175.1	166.5	793.1	756.4	0.815
June	187.3	87.11	19.32	186.1	177.2	834.0	796.7	0.808
July	189.6	77.41	20.91	188.7	179.6	837.1	799.3	0.799
August	168.2	70.49	20.83	167.3	158.9	744.6	709.7	0.800
September	117.3	54.38	15.73	116.8	110.4	531.0	503.7	0.814
October	76.7	36.47	9.72	76.3	71.3	350.2	328.7	0.813
November	39.7	21.73	4.32	39.5	35.8	179.7	164.0	0.784
December	28.6	18.35	-0.78	28.4	25.4	128.6	114.4	0.762
Year	1321.7	600.49	10.01	1314.5	1240.3	5967.2	5651.7	0.811

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

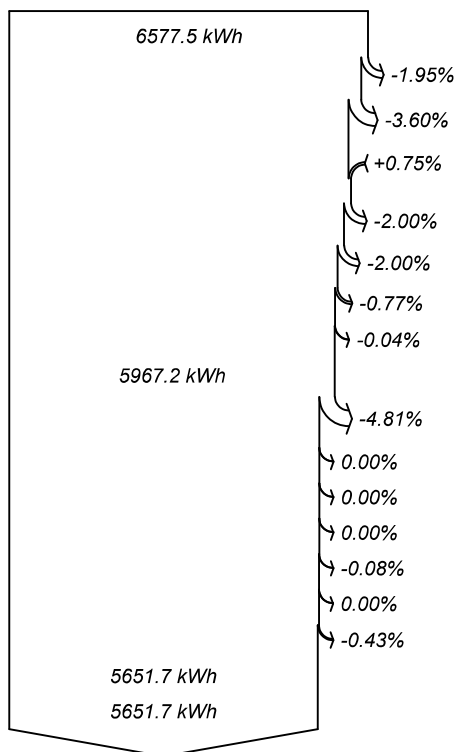
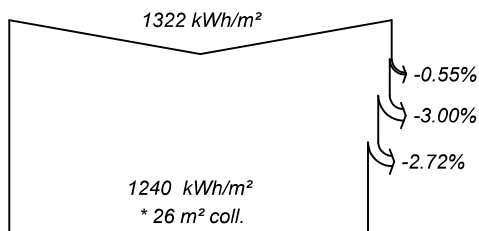
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

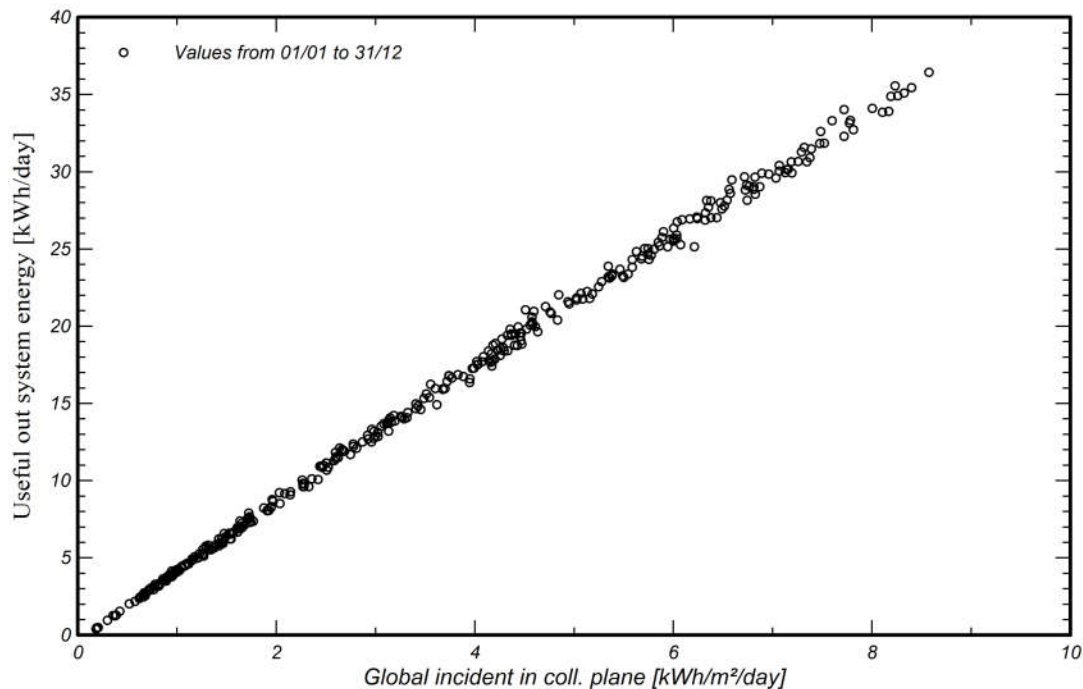
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

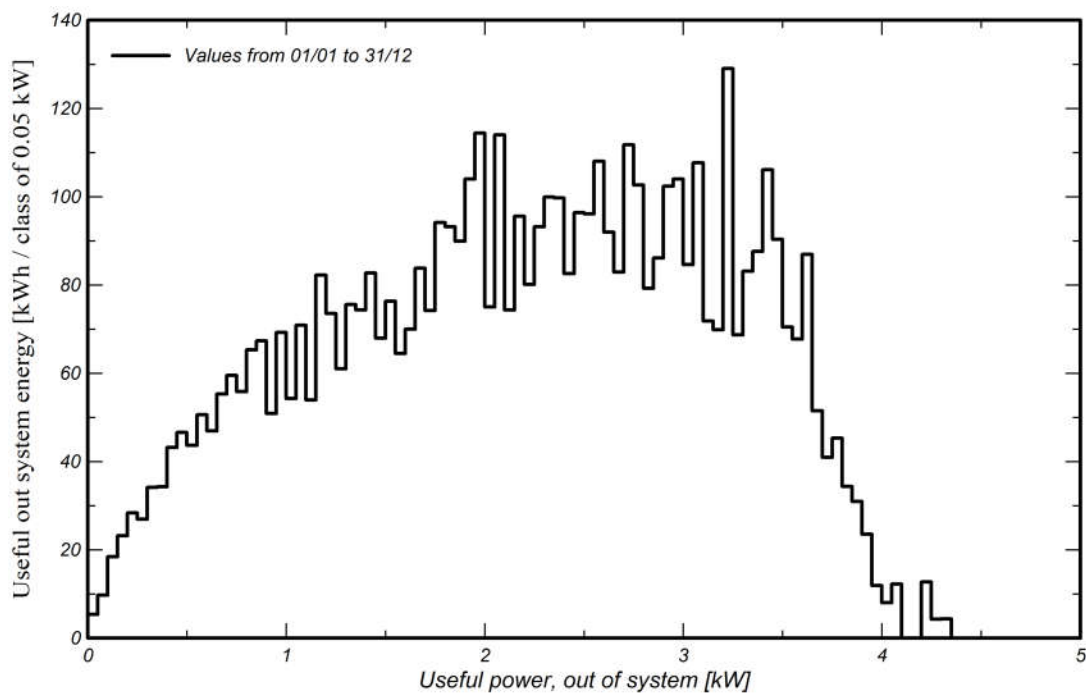


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

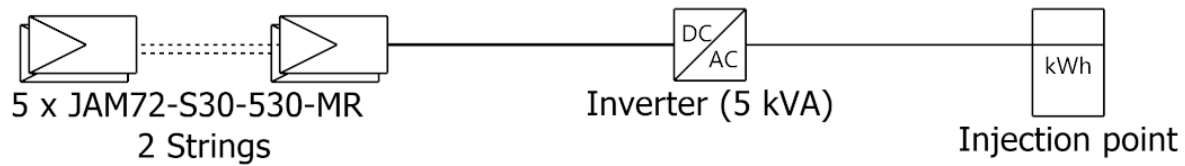




PVsyst V8.1.4

VC8, Simulation date:
13/07/26 19:29
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-5KTL-M1
String	5 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC8 : Persoane Vulnerabile - est vest

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - Sud

No 3D scene defined, no shadings

System power: 5.30 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - Sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 19:26
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 10 units
Pnom total 5.30 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 5 kWac
Pnom ratio 1.06

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 6176.5 kWh/year Specific production 1165 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 81.60 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - Sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 19:26
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 10 units

Nominal (STC) 5.30 kWp

Modules 2 units x 5 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 4865 Wp

U mpp 187 V

I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 5 kWp

Total 10 modules

Module area 25.8 m²

Cell area 23.8 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-5KTL-M1

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 5.00 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 5.0 kWac

Operating voltage 140-980 V

Max. power (=>50°C) 5.50 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.06

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 5 kWac

Max. power 5.5 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.06

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 118 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Persoane Vulnerabile - Sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 19:26
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy

6176.5 kWh/year

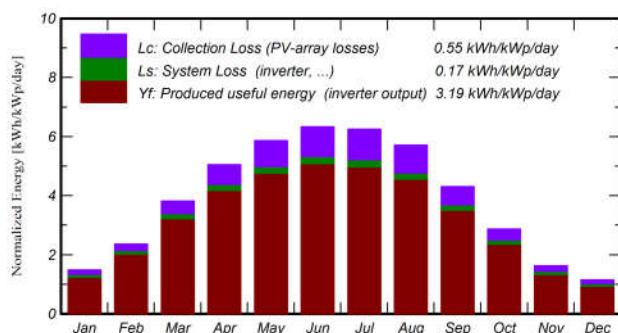
Specific production

1165 kWh/kWp/year

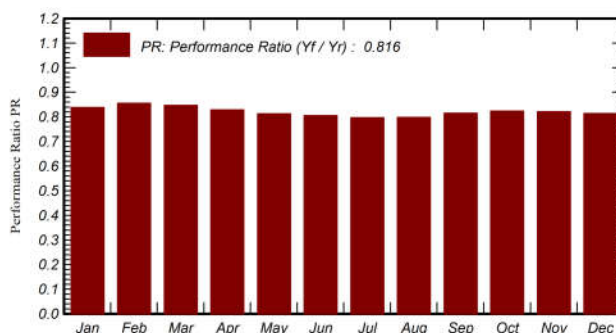
Perf. Ratio PR

81.60 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	ratio
January	36.8	21.43	-2.59	46.0	42.9	221.1	204.3	0.838
February	55.8	29.43	-0.08	66.2	62.5	319.4	300.2	0.855
March	103.7	43.53	5.32	118.3	111.9	558.5	530.5	0.846
April	141.8	61.77	10.92	151.6	144.2	698.0	665.3	0.828
May	176.1	78.39	15.90	181.8	173.0	820.6	782.8	0.813
June	187.3	87.11	19.32	189.9	180.7	848.1	810.2	0.805
July	189.6	77.41	20.91	193.9	184.7	857.6	818.8	0.797
August	168.2	70.49	20.83	177.2	168.3	785.0	748.9	0.797
September	117.3	54.38	15.73	129.3	122.7	587.7	558.7	0.815
October	76.7	36.47	9.72	89.1	84.3	412.4	389.1	0.824
November	39.7	21.73	4.32	49.0	45.7	230.0	213.0	0.821
December	28.6	18.35	-0.78	35.8	33.2	169.7	154.5	0.814
Year	1321.7	600.49	10.01	1428.1	1354.1	6508.0	6176.5	0.816

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

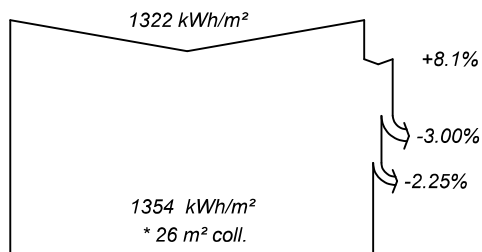
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

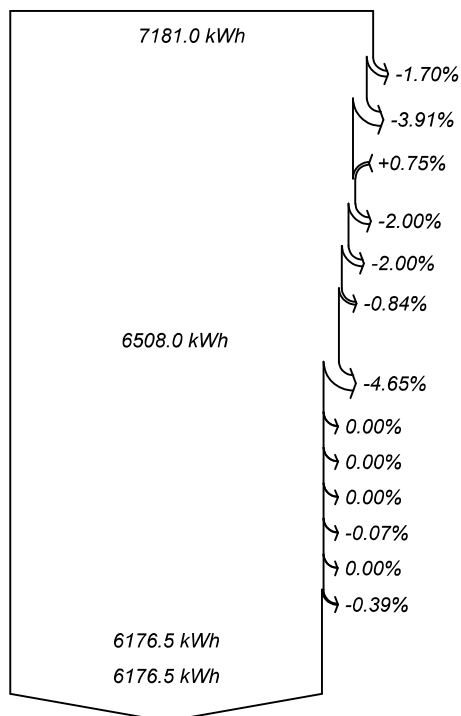
PR Performance Ratio



Loss diagram



efficiency at STC = 20.53%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

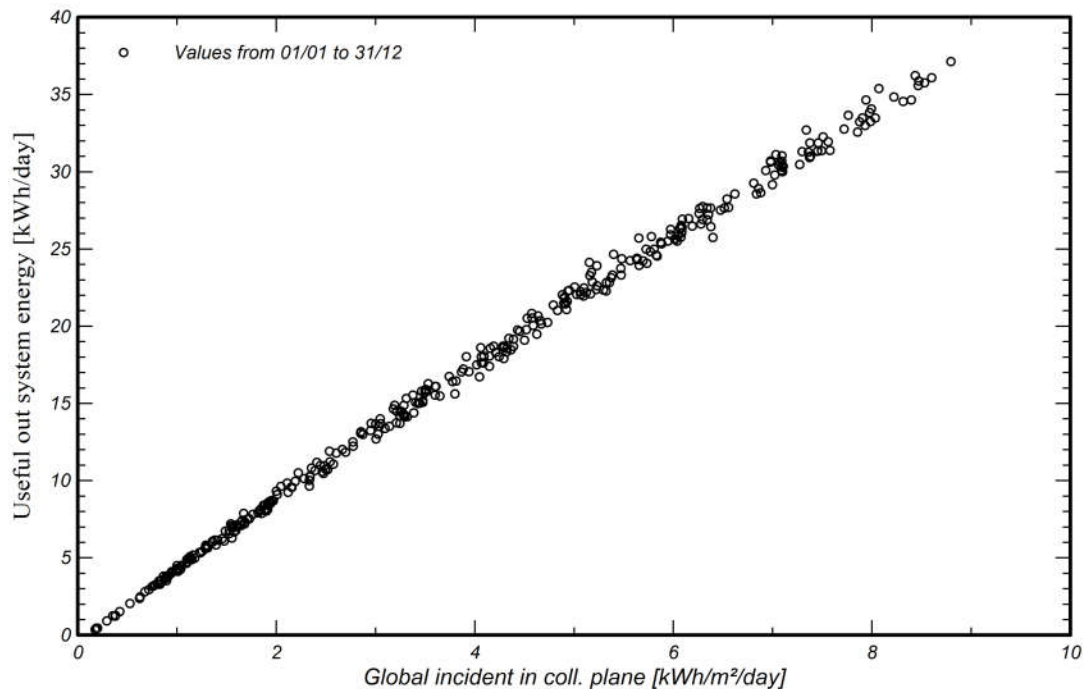
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

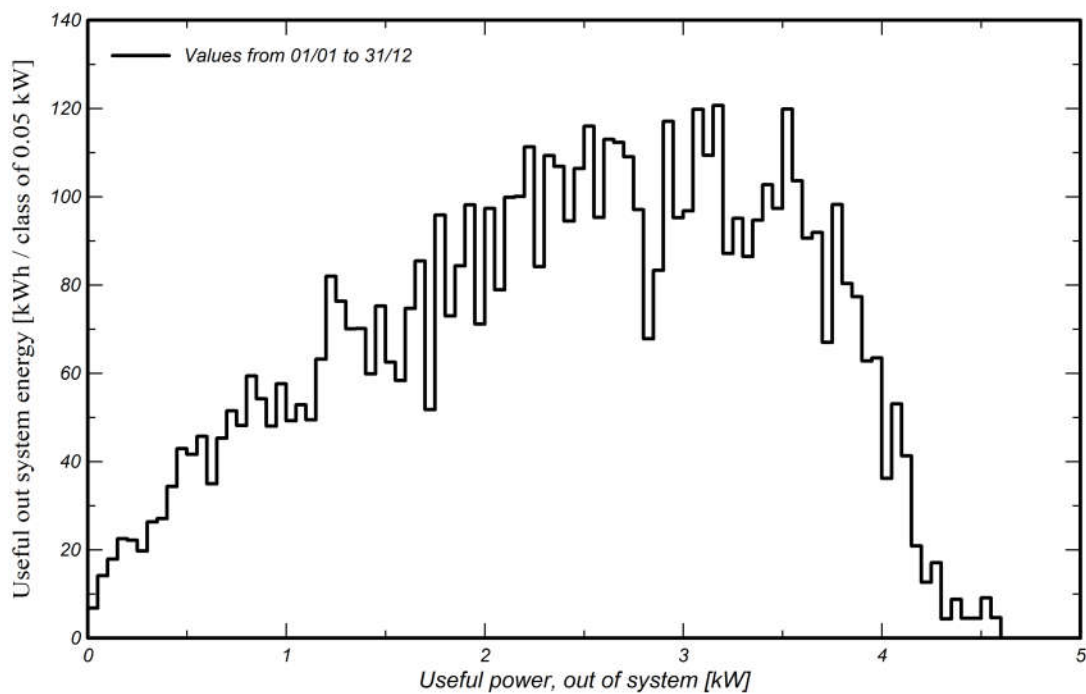


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

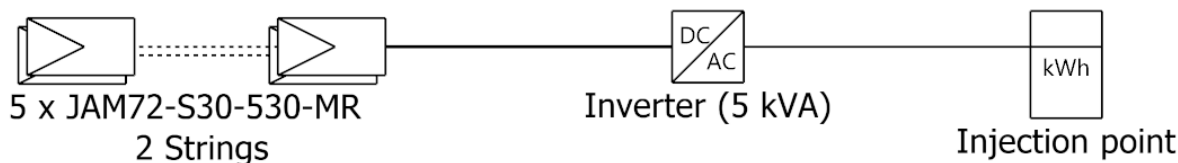




PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 19:26
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-5KTL-M1
String	5 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC6 : Persoane Vulnerabile - Sud

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Sud

No 3D scene defined, no shadings

System power: 136 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 13:08
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 256 units
Pnom total 136 kWp

Inverters

Nb. of units 5 units
Total power 125 kWac
Pnom ratio 1.09

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 163037 kWh/year Specific production 1202 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 84.14 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 13:08
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp
Number of PV modules 256 units
Nominal (STC) 136 kWp
Modules 16 units x 16 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 125 kWp
U mpp 599 V
I mpp 208 A

Total PV power

Nominal (STC) 136 kWp
Total 256 modules
Module area 661 m²
Cell area 611 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-25KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 25.0 kWac
Number of inverters 5 units
Total power 125 kWac
Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 27.5 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.09
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 125 kWac
Max. power 138 kWac
Number of inverters 5 units
Pnom ratio 1.09

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 47 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.05 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 13:08
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 163037 kWh/year

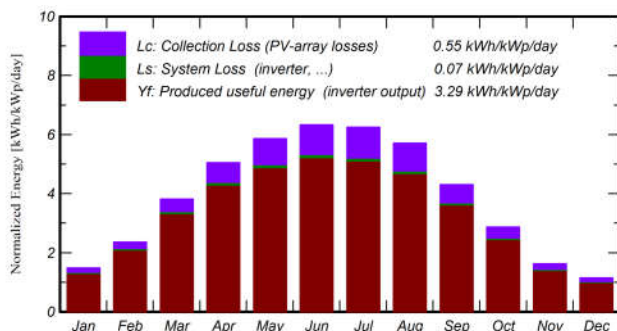
Specific production

1202 kWh/kWp/year

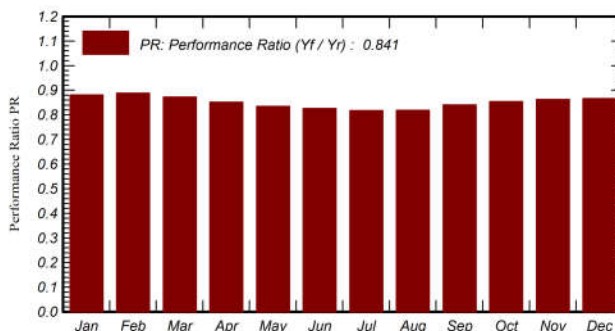
Perf. Ratio PR

84.14 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	46.0	42.9	5657	5503	0.881
February	55.8	29.43	-0.08	66.2	62.5	8172	7984	0.888
March	103.7	43.53	5.32	118.3	111.9	14289	13994	0.872
April	141.8	61.77	10.92	151.6	144.2	17859	17506	0.851
May	176.1	78.39	15.90	181.8	173.0	20991	20576	0.834
June	187.3	87.11	19.32	189.9	180.7	21699	21277	0.826
July	189.6	77.41	20.91	193.9	184.7	21936	21497	0.817
August	168.2	70.49	20.83	177.2	168.3	20087	19689	0.819
September	117.3	54.38	15.73	129.3	122.7	15037	14742	0.840
October	76.7	36.47	9.72	89.1	84.3	10551	10326	0.854
November	39.7	21.73	4.32	49.0	45.7	5884	5732	0.863
December	28.6	18.35	-0.78	35.8	33.2	4343	4210	0.866
Year	1321.7	600.49	10.01	1428.1	1354.1	166507	163037	0.841

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Project: Comunitate energetica Ungheni

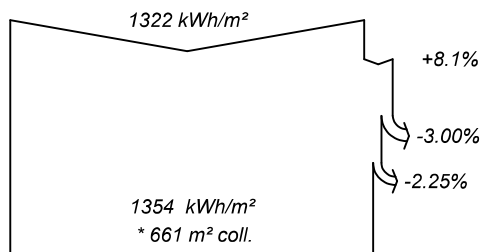
Variant: Scoala generala Ungheni - Sud

PVsyst V8.1.4

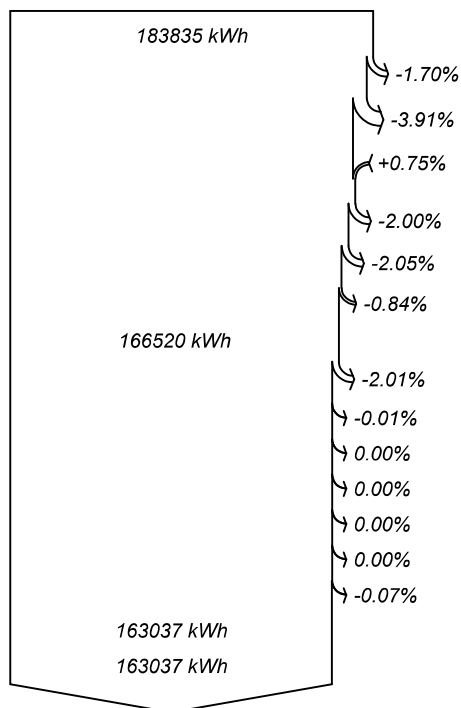
VC2, Simulation date:
13/07/26 13:08
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Loss diagram



efficiency at STC = 20.53%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

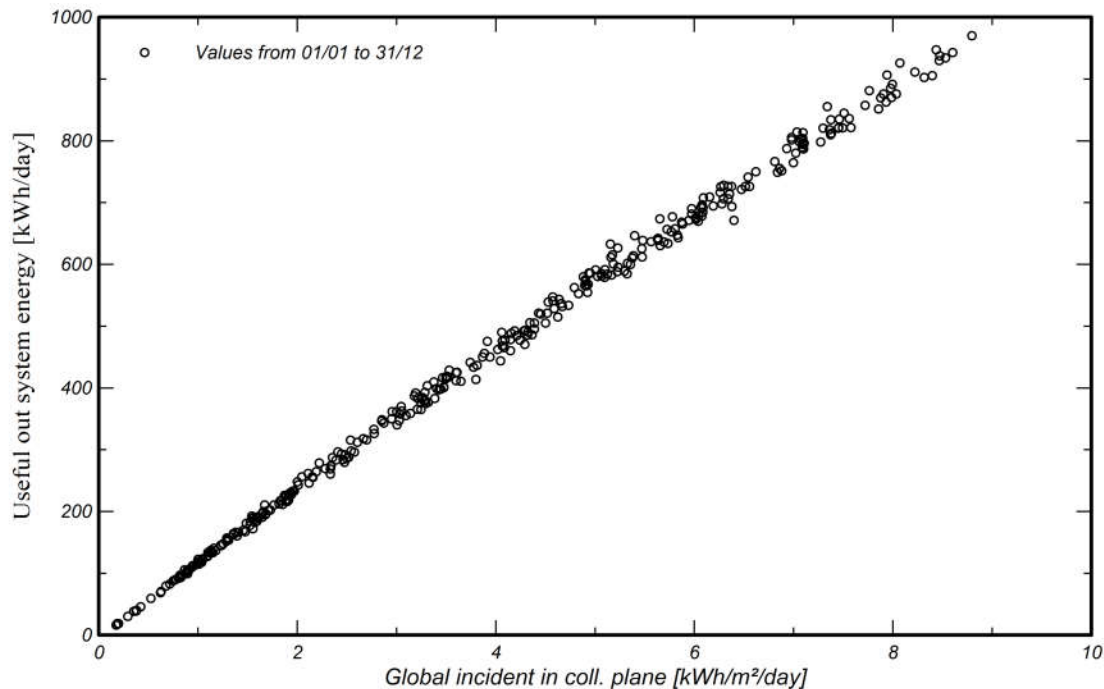
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

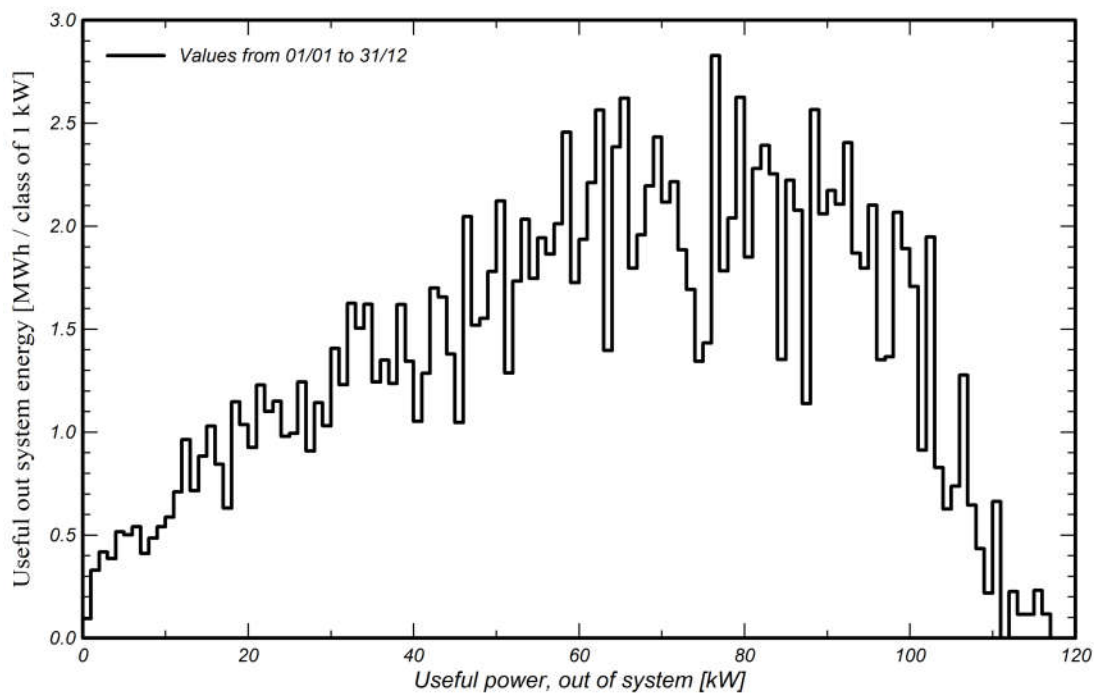


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

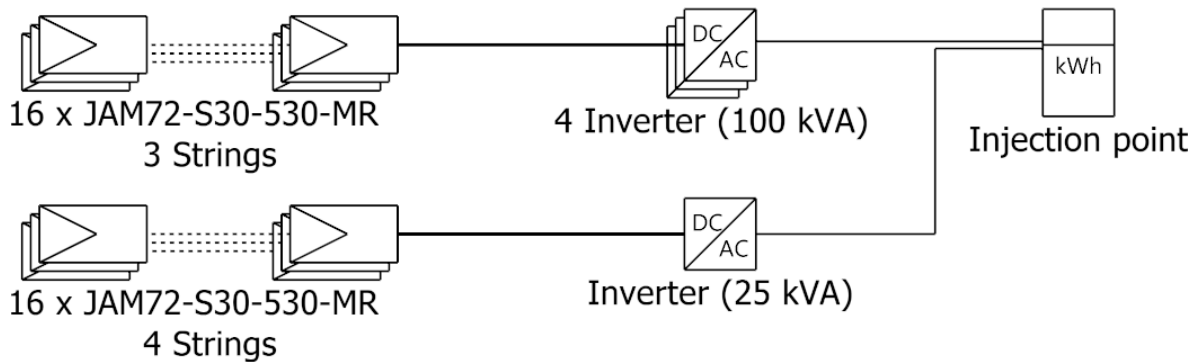




PVsyst V8.1.4

VC2, Simulation date:
13/07/26 13:08
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-25KTL-M5-400V
String	16 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC2 : Scoala generala Ungheni - Sud

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Est Vest

No 3D scene defined, no shadings

System power: 136 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC4, Simulation date:
13/07/26 18:07
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Near Shadings

no Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 256 units
Pnom total 136 kWp

Inverters

Nb. of units 5 units
Total power 125 kWac
Pnom ratio 1.09

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 149520 kWh/year Specific production 1102 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.84 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC4, Simulation date:
13/07/26 18:07
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 256 units

Nominal (STC) 136 kWp

Modules 16 units x 16 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 125 kWp

U mpp 599 V

I mpp 208 A

Total PV power

Nominal (STC) 136 kWp

Total 256 modules

Module area 661 m²

Cell area 611 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-25KTL-M5-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 25.0 kWac

Number of inverters 5 units

Total power 125 kWac

Operating voltage 200-1000 V

Max. power (=>30°C) 27.5 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.09

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 125 kWac

Max. power 138 kWac

Number of inverters 5 units

Pnom ratio 1.09

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 47 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.05 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala generala Ungheni - Est Vest

PVsyst V8.1.4

VC4, Simulation date:
13/07/26 18:07
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 149520 kWh/year

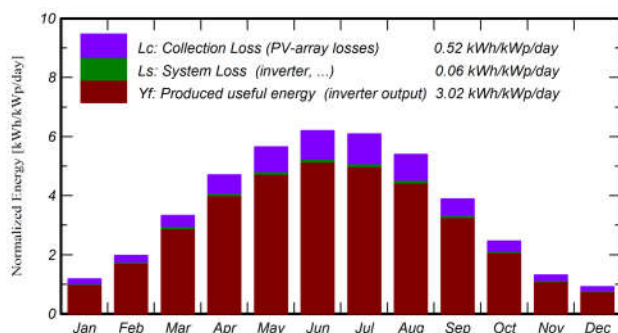
Specific production

1102 kWh/kWp/year

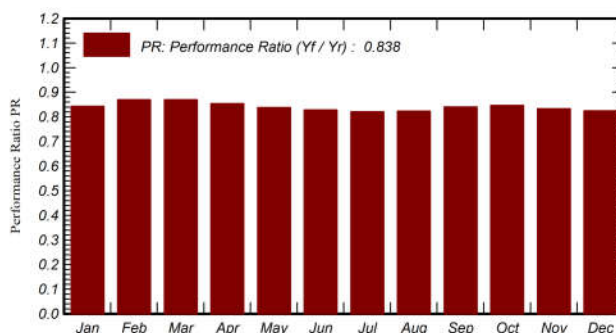
Perf. Ratio PR

83.84 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	36.6	33.0	4328	4193	0.844
February	55.8	29.43	-0.08	55.4	51.3	6710	6544	0.870
March	103.7	43.53	5.32	103.3	97.1	12450	12188	0.870
April	141.8	61.77	10.92	141.0	134.0	16676	16348	0.854
May	176.1	78.39	15.90	175.1	166.5	20299	19902	0.838
June	187.3	87.11	19.32	186.1	177.2	21345	20936	0.829
July	189.6	77.41	20.91	188.7	179.6	21424	21004	0.821
August	168.2	70.49	20.83	167.3	158.9	19056	18685	0.823
September	117.3	54.38	15.73	116.8	110.4	13589	13322	0.841
October	76.7	36.47	9.72	76.3	71.3	8962	8764	0.847
November	39.7	21.73	4.32	39.5	35.8	4599	4465	0.834
December	28.6	18.35	-0.78	28.4	25.4	3291	3171	0.824
Year	1321.7	600.49	10.01	1314.5	1240.3	152728	149520	0.838

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

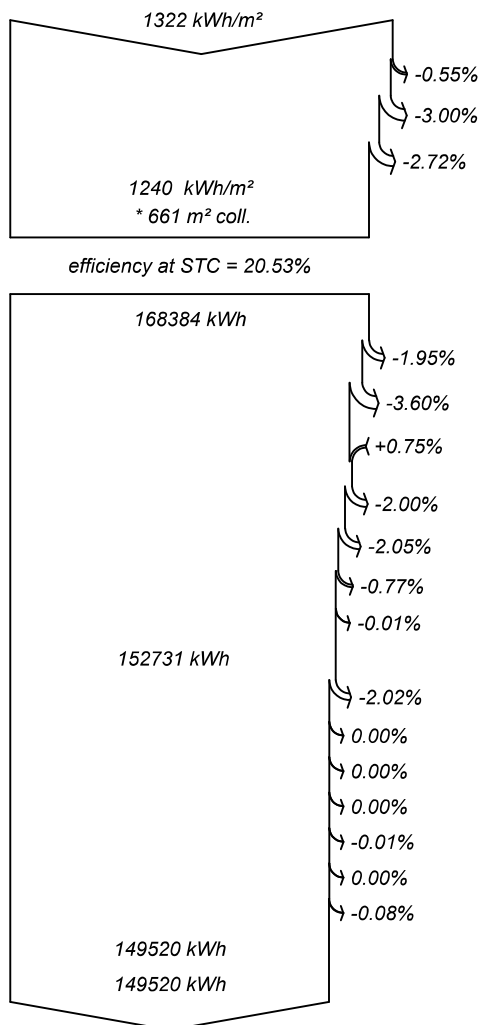
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

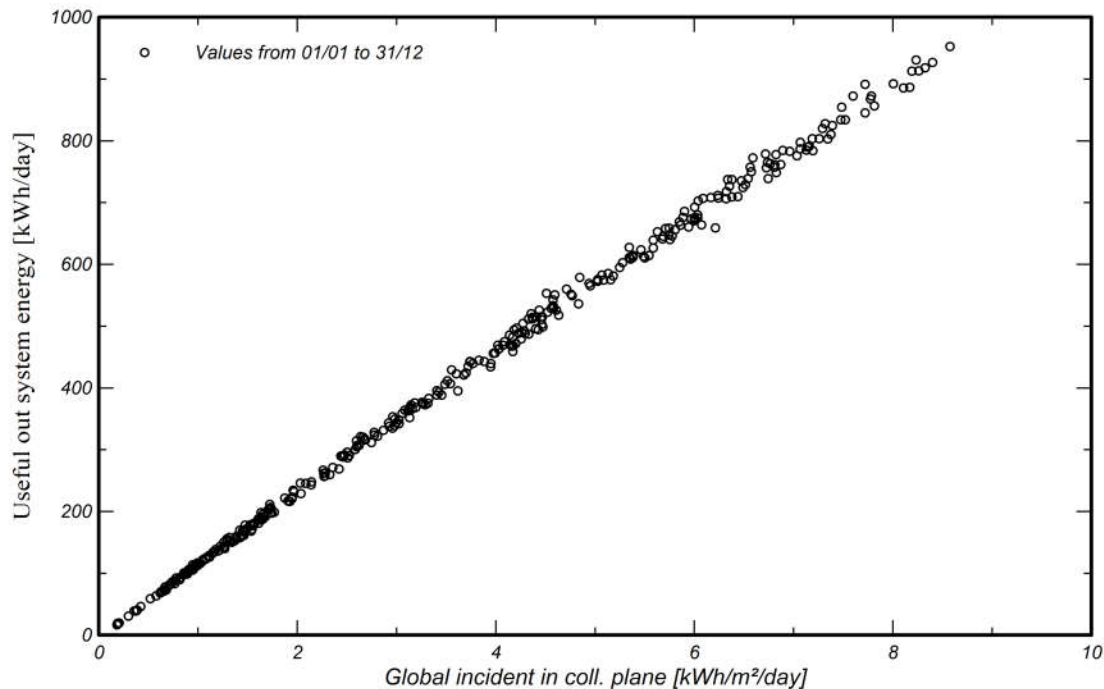
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

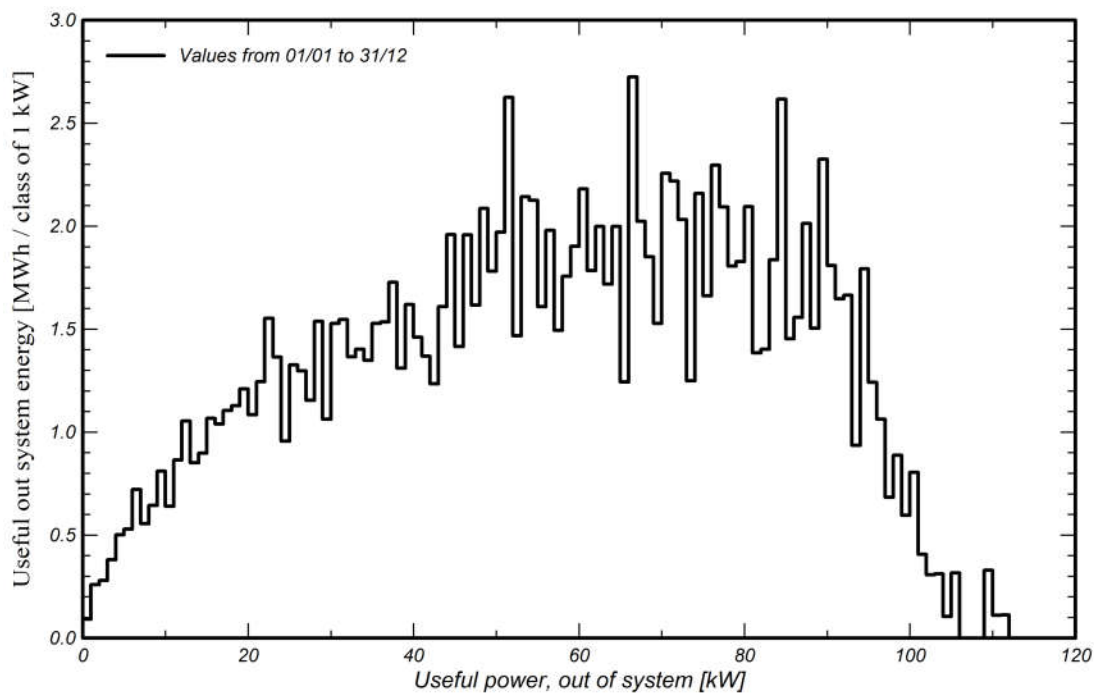


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



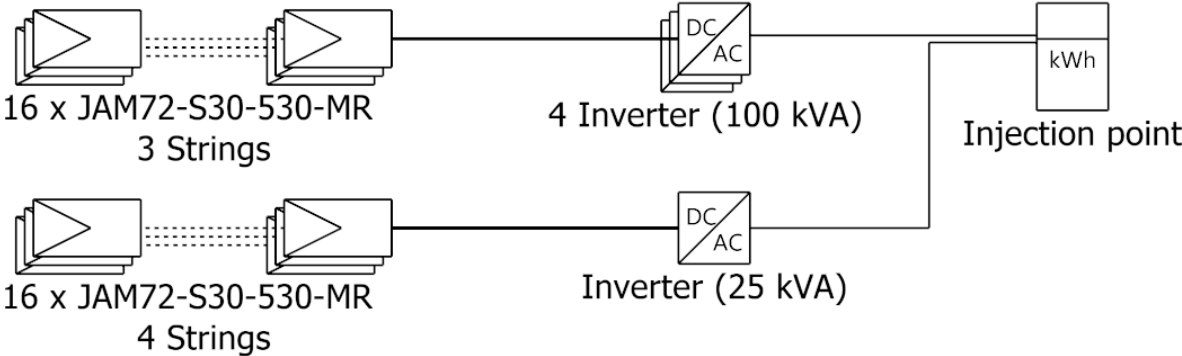
System Output Power Distribution





PVsyst V8.1.4
VC4, Simulation date:
13/07/26 18:07
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-25KTL-M5-400V
String	16 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC4 : Scoala generala Ungheni - Est V
est

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- est vest

No 3D scene defined, no shadings

System power: 11.66 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- est vest

PVsyst V8.1.4

VC7, Simulation date:
13/07/26 19:11
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Near Shadings

no Shadings

System information

PV Array

Nb. of modules 22 units
Pnom total 11.66 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 1.17

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 12684 kWh/year Specific production 1088 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 82.76 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- est vest

PVsyst V8.1.4

VC7, Simulation date:
13/07/26 19:11
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Dome front face

Tilt/Azimuth 10 / 90 °

Orientation #2

Dome backface

Tilt/Azimuth 10 / -90 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteorism
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 22 units

Nominal (STC) 11.66 kWp

Modules 2 units x 11 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.70 kWp

U mpp 412 V

I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 12 kWp

Total 22 modules

Module area 56.8 m²

Cell area 52.5 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-10KTL-M1-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 10.00 kWac

Number of inverters 1 unit

Total power 10.0 kWac

Operating voltage 140-980 V

Max. power (=>50°C) 11.00 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.17

Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 10 kWac

Max. power 11 kWac

Number of inverters 1 unit

Pnom ratio 1.17

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 260 mΩ

Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- est vest

PVsyst V8.1.4

VC7, Simulation date:
13/07/26 19:11
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 12684 kWh/year

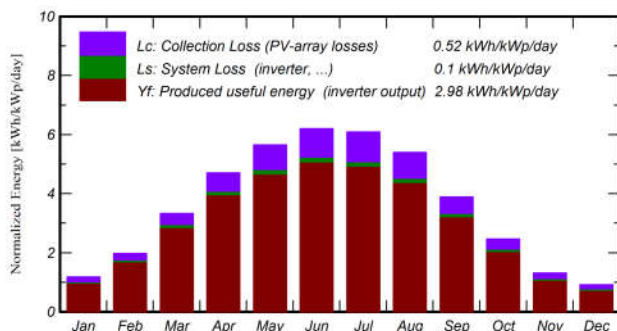
Specific production

1088 kWh/kWp/year

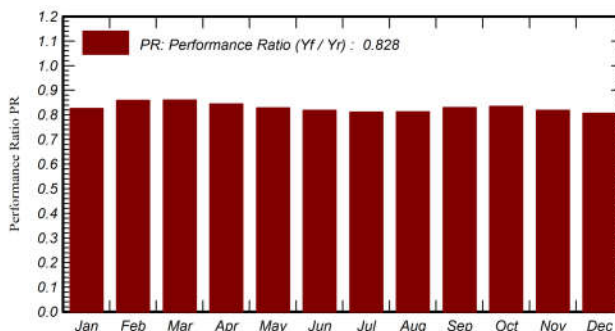
Perf. Ratio PR

82.76 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	36.8	21.43	-2.59	36.6	33.0	371	353	0.826
February	55.8	29.43	-0.08	55.4	51.3	577	555	0.859
March	103.7	43.53	5.32	103.3	97.1	1070	1036	0.860
April	141.8	61.77	10.92	141.0	134.0	1434	1389	0.844
May	176.1	78.39	15.90	175.1	166.5	1745	1690	0.828
June	187.3	87.11	19.32	186.1	177.2	1835	1778	0.819
July	189.6	77.41	20.91	188.7	179.6	1842	1784	0.811
August	168.2	70.49	20.83	167.3	158.9	1638	1586	0.813
September	117.3	54.38	15.73	116.8	110.4	1168	1130	0.830
October	76.7	36.47	9.72	76.3	71.3	771	742	0.834
November	39.7	21.73	4.32	39.5	35.8	395	376	0.818
December	28.6	18.35	-0.78	28.4	25.4	283	266	0.806
Year	1321.7	600.49	10.01	1314.5	1240.3	13128	12684	0.828

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

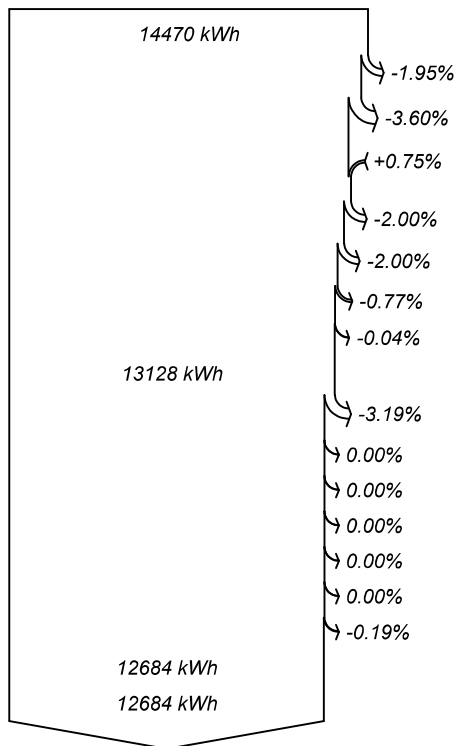
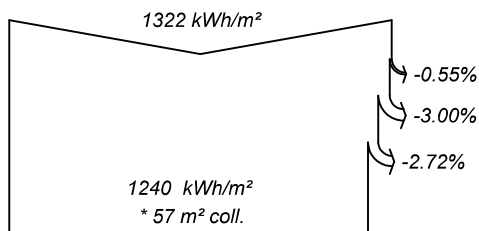
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Mixed orientation mismatch loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

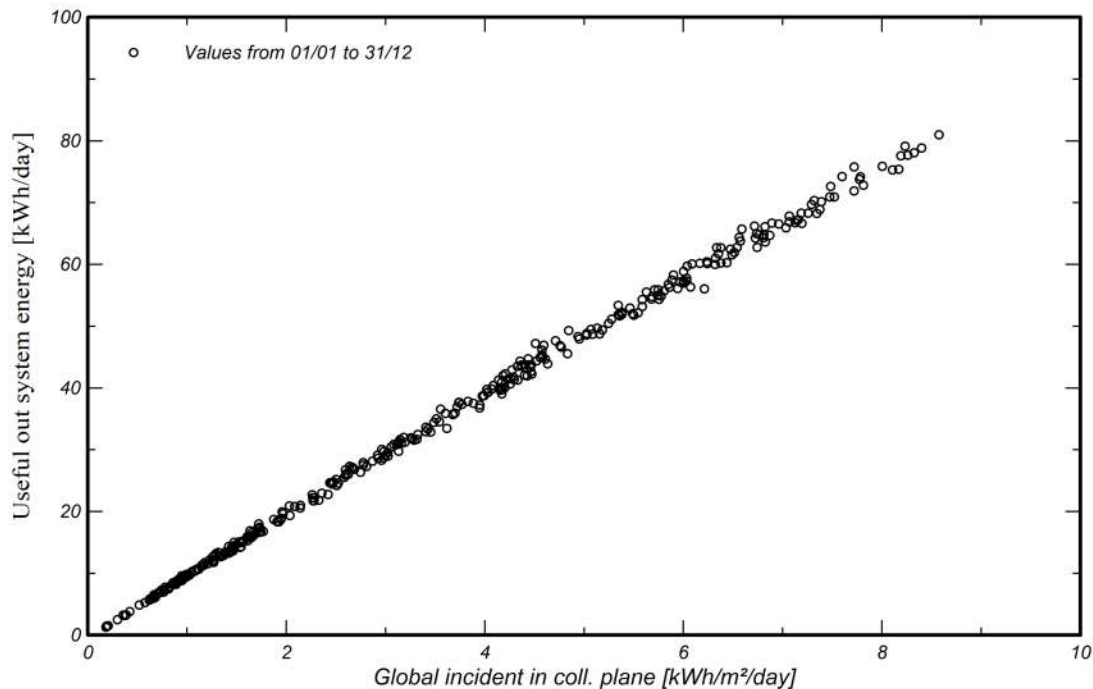
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

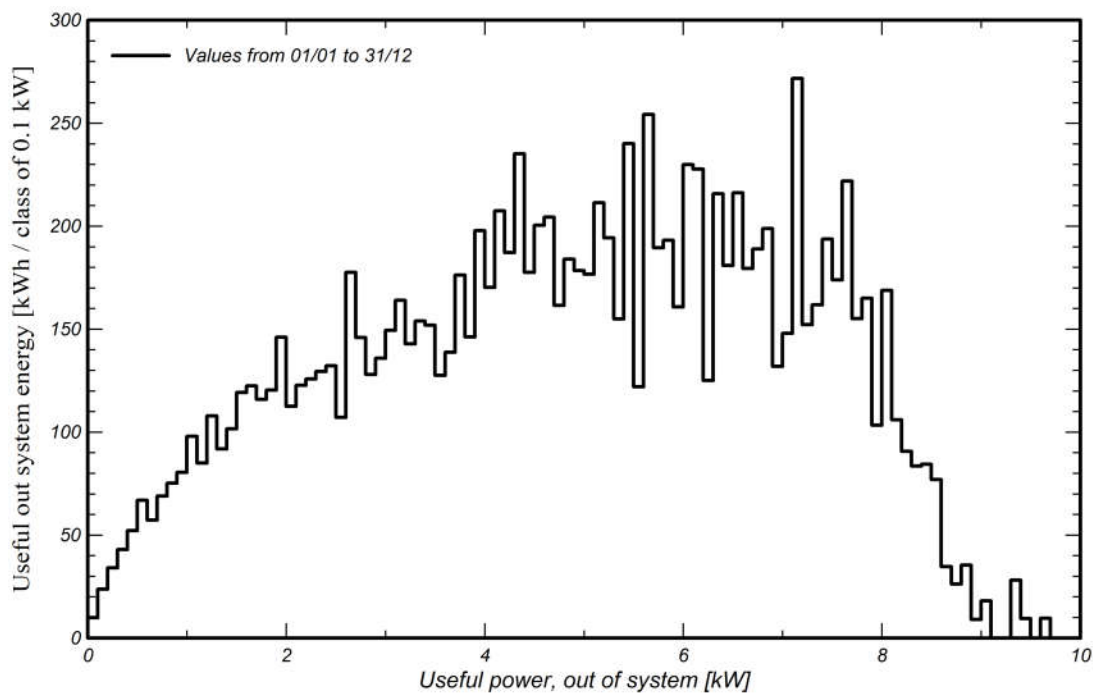


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

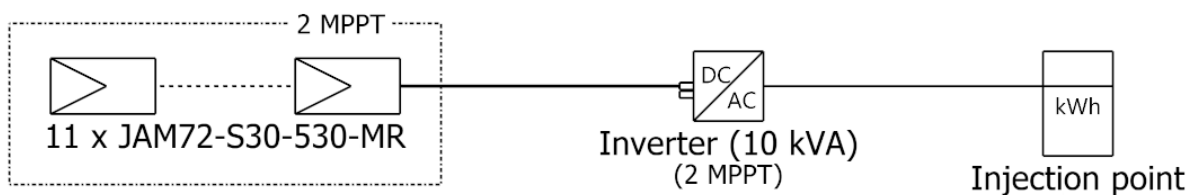




PVsyst V8.1.4

VC7, Simulation date:
13/07/26 19:11
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-10KTL-M1-400V
String	11 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC7 : Scoala Vidrasau- est vest

13/07/26

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- sud

No 3D scene defined, no shadings

System power: 11.66 kWp

Ungheni - Romania

Author

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 18:50
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Project summary

Geographical Site

Ungheni
Romania

Situation

Latitude 46.4835 °(N)
Longitude 24.4574 °(E)
Altitude 307 m
Time zone UTC+2

Project settings

Albedo 0.20

Weather data

Ungheni
Meteonorm 9.0 dll, Sat=100% - Synthetic

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 22 units
Pnom total 11.66 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Total power 10 kWac
Pnom ratio 1.17

Results summary

Simulation step Hourly

Produced Energy 13843 kWh/year Specific production 1187 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.13 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	7



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 18:50
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

General parameters

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

Simulation step

Hourly

Orientation #1

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

no Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar

Model JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp
Number of PV modules 22 units
Nominal (STC) 11.66 kWp
Modules 2 units x 11 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.70 kWp
U mpp 412 V
I mpp 26 A

Total PV power

Nominal (STC) 12 kWp
Total 22 modules
Module area 56.8 m²
Cell area 52.5 m²

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies

Model SUN2000-10KTL-M1-400V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 10.00 kWac
Number of inverters 1 unit
Total power 10.0 kWac
Operating voltage 140-980 V
Max. power (=>50°C) 11.00 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.17
Power sharing within this inverter

Total inverter power

Total power 10 kWac
Max. power 11 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.17

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 260 mΩ
Loss Fraction 1.50 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.00 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.75 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.00 % at MPP

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



Project: Comunitate energetica Ungheni

Variant: Scoala Vidrasau- sud

PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 18:50
with V8.1.4

ENERGY PLAN DESIGN S.R.L (Romania)

Main results

Simulation step

Hourly

System Production

Produced Energy 13843 kWh/year

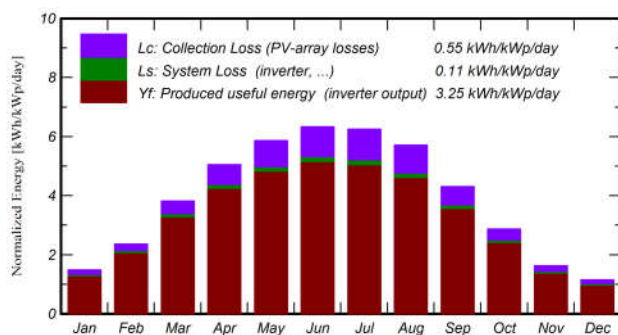
Specific production

1187 kWh/kWp/year

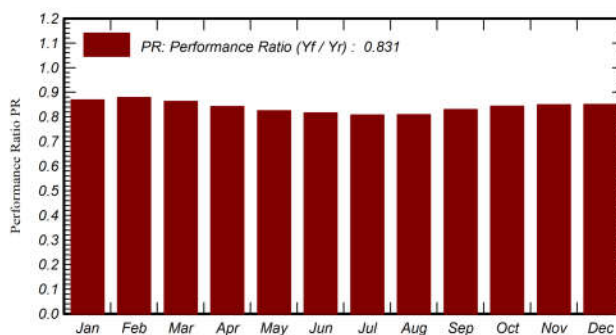
Perf. Ratio PR

83.13 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	36.8	21.43	-2.59	46.0	42.9	486	466	0.869
February	55.8	29.43	-0.08	66.2	62.5	703	678	0.878
March	103.7	43.53	5.32	118.3	111.9	1229	1190	0.863
April	141.8	61.77	10.92	151.6	144.2	1536	1487	0.841
May	176.1	78.39	15.90	181.8	173.0	1805	1748	0.825
June	187.3	87.11	19.32	189.9	180.7	1866	1808	0.816
July	189.6	77.41	20.91	193.9	184.7	1887	1827	0.808
August	168.2	70.49	20.83	177.2	168.3	1727	1672	0.809
September	117.3	54.38	15.73	129.3	122.7	1293	1251	0.830
October	76.7	36.47	9.72	89.1	84.3	907	876	0.843
November	39.7	21.73	4.32	49.0	45.7	506	485	0.849
December	28.6	18.35	-0.78	35.8	33.2	373	355	0.851
Year	1321.7	600.49	10.01	1428.1	1354.1	14318	13843	0.831

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

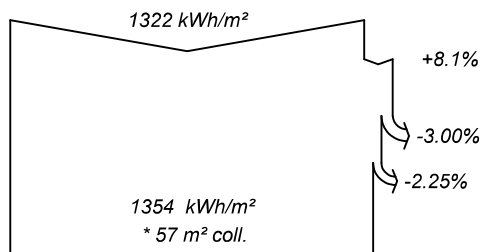
EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

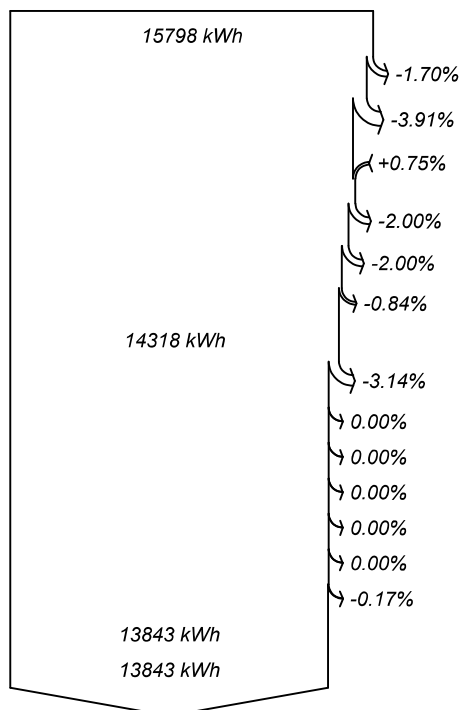
PR Performance Ratio



Loss diagram



efficiency at STC = 20.53%



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Soiling loss factor

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Module array mismatch loss

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

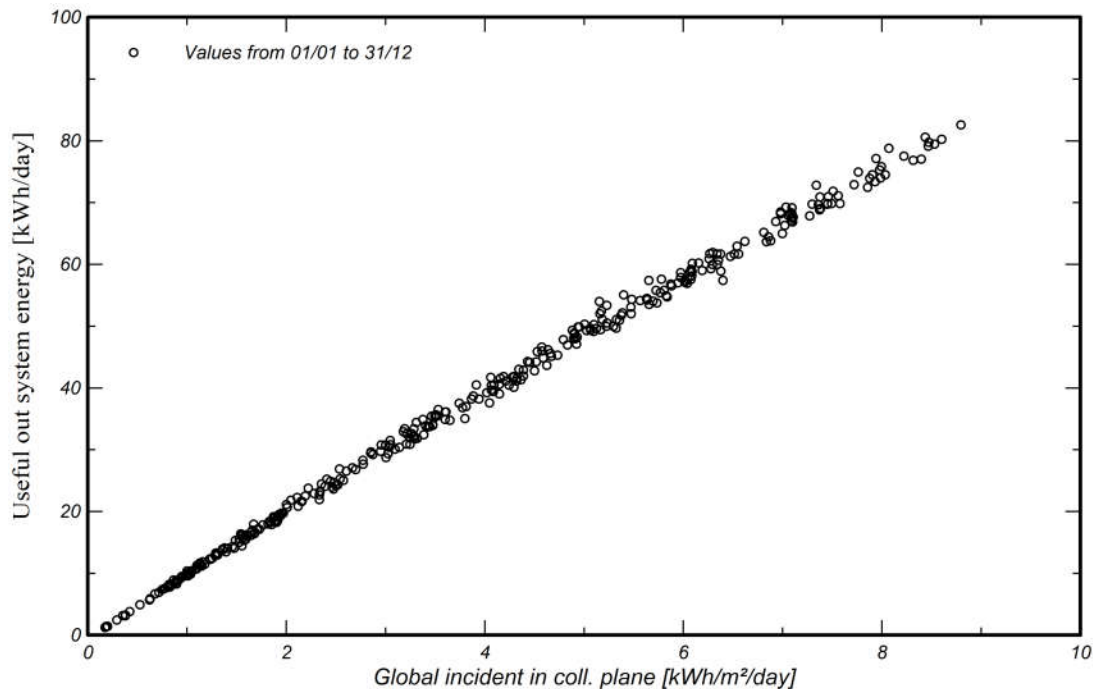
Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

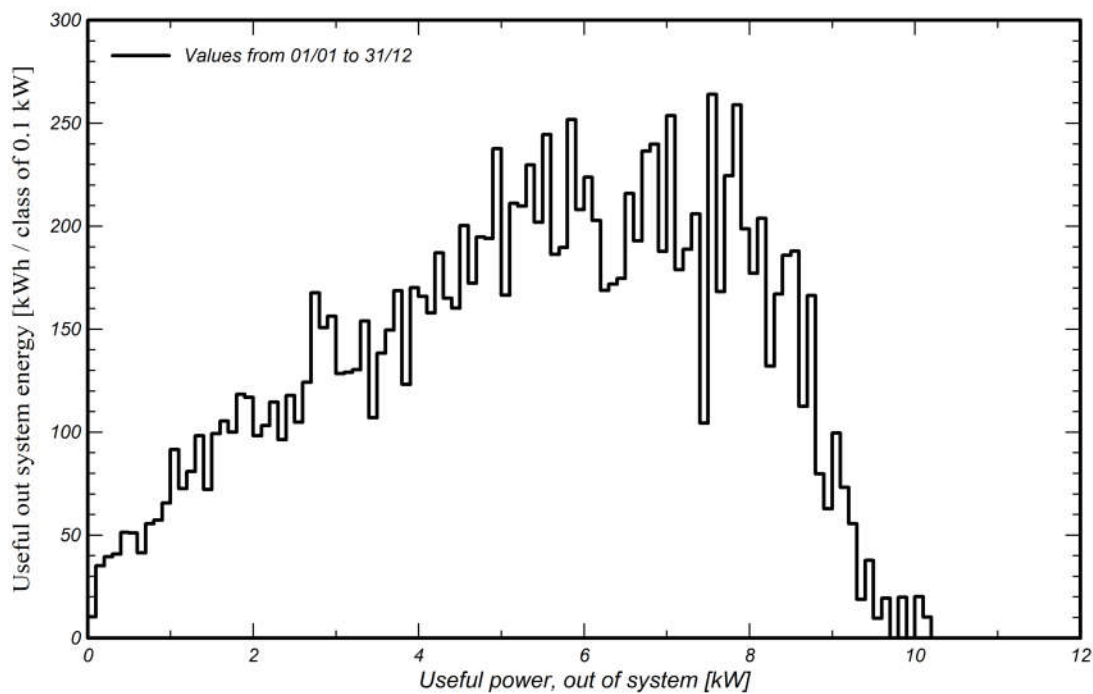


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

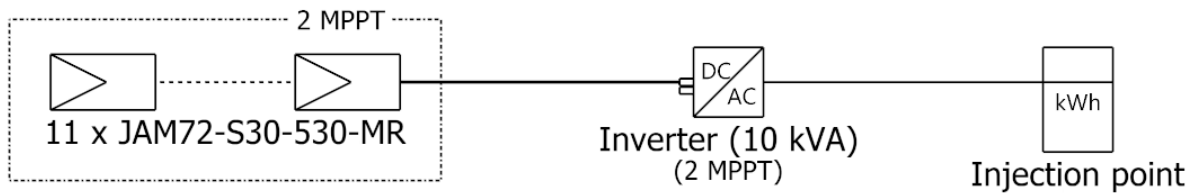




PVsyst V8.1.4

VC6, Simulation date:
13/07/26 18:50
with V8.1.4

Single-line diagram



PV module	JAM72-S30-530-MR
Inverter	SUN2000-10KTL-M1-400V
String	11 x JAM72-S30-530-MR

Comunitate energetica Ungheni

ENERGY PLAN DES
IGN S.R.L (Romani

VC6 : Scoala Vidrasau- sud

13/07/26

ANALIZA FINANCIARA SI ECONOMICA AFERENTA STUDIULUI DE FEZABILITATE

OBIECTIVUL

” Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheni, inclusiv sisteme de stocare, în perspectiva creării unei comunități de energie”

**PROIECTANT GENERAL:
S.C. ENERGY PLAN DESIGN S.R.L**

**TITULAR DE INVESTITIE:
Orașul Ungheni (Unitatea Administrativ-Teritorială Orașul Ungheni)**

CUPRINS

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

4.6.1. METODOLOGIE SI ASPECTE GENERALE

4.6.2. ANALIZA OPTIUNILOR

4.6.3. COSTURI ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI

4.6.4. COSTURI ESTIMATIVE AFERENTE PERIOADEI DE EXPLOATARE

4.6.5. VENITURILE ESTIMATIVE AFERENTE PERIOADEI DE EXPLOATARE

4.6.6. FLUXURI DE NUMERAR SI SUSTENABILITATEA INVESTITIEI

4.6.7. INDICATORI DE EVALUARE FINANCIARA A RENTABILITATII INVESTITIEI

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

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

CONCLUZIILE ANALIZEI SI RECOMANDARI

4.6. ANALIZA FINANCIARA

4.6.1. METODOLOGIE SI ASPECTE GENERALE

Analiza Cost Beneficiu aferenta realizarii lucrarilor de interventie reprezinta un instrument economico – matematic, menit să faciliteze luarea unor decizii de finantare, si implicit de alocare a unor resurse economice in prezent, in speranta obtinerii unor beneficii economice si sociale viitoare, in contextul incertitudinilor asociate unui orizont de timp lung, asociat perioadelor de implementare si producere de efecte ce caracterizeaza proiectele de investitii. In acest cadru complex, un dialog serios intre toti factorii implicati, care impartasesc seturi diferite de informatii si obiective politice, ar trebui sa fie completat de mecanisme solide de stimulare, pentru evaluarea proiectelor, cu scopul de a depasi asimetria informatiei structurale.

O alta definitie stabileste ca aceasta este instrumentul de evaluare a avantajelor investitiilor din punctul de vedere al tuturor grupurilor de factori interesati, pe baza valorilor monetare atribuite tuturor consecintelor pozitive si negative ale investitiei.

Obiectivele principale ale analizei sunt:

- de a stabili masura in care proiectul contribuie la politica de coeziune economica si sociala;
- de a evalua gradul in care sunt respectate obiectivele finantatorului caruia ii sunt solicitate fondurile pentru investitii;
- de a stabili masura in care proiectul are nevoie de co-finantare din surse atrase pentru a fi viabil financiar (daca beneficiile nete ale proiectului, ca diferenta intre beneficii si costuri, sunt pozitive pentru societate, atunci societatea inregistreaza un avantaj in urma implementarii proiectului).

Asadar, analiza cost beneficiu este necesara pentru a oferi dovada ca un proiect, care se incadreaza in obiectivele politicii economice generale stabilite de catre finantator, este dezirabil din perspectiva economica dar are si nevoie de contributia din fonduri publice, pentru a fi fezabil financiar.

In acelasi timp, exista alte doua cerinte secundare pe care analiza le indeplineste:

- sa determine sustenabilitatea financiara a proiectului si a companiei/institutiei care va primi cofinantarea din fonduri publice;
- sa determine profitabilitatea proiectului. Profitabilitatea proiectului va fi masurata prin indicatorii RIRF/C si RIRF/K, determinati inainte si dupa cofinantarea din fonduri publice, cel din urma indicator doar daca se solicita in mod expres.

Principiile si metodologiile care au stat la baza intocmirii prezentei analize financiare si economice sunt in conformitate cu:

- *HOTĂRÂRE nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnicoeconomice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice*

- *HOTĂRÂRE nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023*

pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice

-Economic	Appraisal	Vademecum	2021-2027	Link
https://jaspers.eib.org/LibraryNP/EC%20Reports/Economic%20Appraisal%20Vademecum%202021-2027%20-%20General%20Principles%20and%20Sector%20Applications.pdf				

- *Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects for Cohesion Policy 2014 – 2020* http://ec.europa.eu/regional_policy/en/newsroom/news/2014/12/guide-to-cost-benefit-analysis-of-investment-projects-for-cohesion-policy-2014-2020
- *The Economic Appraisal of Investment Projects at the EIB* <http://www.eib.org/infocentre/publications/all/economic-appraisal-of-investmentprojects.htm>
- *Ghid national pentru analiza cost beneficiu a proiectelor finantate din instrumentele structural - elaborate de catre Autoritatea pentru Coordonarea Instrumentelor Structurale cu sprijinul consultantilor JASPERS si in consultare cu Autoritatile de Management relevante si Directia Generala Politica Regionala a Comisiei Europene*
- *Documentul de lucru nr.4 al Comisiei Europene (Directia Generala pentru Politica Regionala) - Orientari privind metodologia de realizare a Analizei Costuri-Beneficii;*
- *Indrumar de analiza cost-beneficiu pentru proiectele de investitii realizate din fonduri publice. Exemple de calcul elaborat de catre UNIVERSITATEA TEHNICA DE CONSTRUCTII DIN BUCURESTI in parteneriat cu ACADEMIA DE STUDII ECONOMICE DIN BUCURESTI in cadrul proiectului Analiza cost-beneficiu pentru proiectele de investitii realizate din fonduri publice. indicatori, categorii de obiective de investitii, exemple de calcul - Bucuresti 2014.*

Analiza cost beneficiu va avea ca si date de intrare rezultatele evaluarilor tehnice si a celor economice privind costurile de investitie ale proiectului si se vor fundamenta potrivit reglementarilor tehnice in vigoare din Romania, cuprinse in cadrul Studiului de Fezabilitate.

Modelul teoretic aplicat in cadrul prezentei analize este Modelul DCF - Discounted CashFlow (Cash Flow Actualizat) - care cuantifica diferenta dintre beneficiile si costurile generate de investitie pe durata sa de functionare, ajustand aceasta diferenta cu un factor de actualizare, operatiune necesara pentru a aduce o valoare estimata in viitor la momentul de baza al evaluarii costurilor.

Actualizarea este o tehnica care ne permite sa comparam valoarea unei monede in diferite perioade de timp. Un euro primit astazi valoreaza mai mult decat un euro primit maine, deoarece moneda euro primita astazi ne permite sa crestem consumul nostru de astazi, pe cand moneda euro primita in viitor, poate doar sa creasca consumul viitor. Acest lucru nu are nimic de a face cu inflatia, ci doar cu amanarea consumului si reflecta preferinta pentru prezent.

Actualizarea este operatiunea opusa compunerii (dobanzii compuse): pentru a vedea valoarea viitoare a unui euro peste un anumit numar de ani este utilizata tehnica compunerii (sau a dobanzii compuse), in timp ce in scopul de a vedea valoarea actuala a unui euro cheltuit peste un anumit numar de ani, este utilizata tehnica de actualizare.

$$\text{Valoarea viitoare a unui euro in anul } t = (1 + i)^t$$

$$\text{Valoarea actuala a unui euro primit in anul } t = 1 / (1 + i)^t$$

Unde i = rata compunere (sau a dobanzii) / actualizare.

Rata de actualizare recomandata de catre Comisia Europeana pentru Romania este de 4% termeni reali. Prezenta analiza va fi realizata in preturi fixe pentru anul 0 – perioada de executie a proiectului, indiferent de numarul de ani calendaristici, echivalent cu anul de baza al actualizarii costurilor viitoare. Prin urmare toate costurile vor fi exprimate in preturi constante la nivelul anului 0.

Perioada de referinta luata in considerare in realizarea analizei financiare va fi egala cu durata normata de functionare a principalelor componente ale proiectului și in concordanță cu recomandarile CE. In cazul proiectului propus, orizontul de analiza va fi de 18 ani de exploatare.

SECTOR	ORIZONT DE TIMP (ANI)
Cai ferate	30
Drumuri	25 – 30
Porturi si aeroporturi	25
Transport urban	25
Alimentare cu apă / canalizare	30
Managementul deșeurilor	25-30
Energie	15 – 25
Broadband	15-20
Cercetare / Inovare	15-20
Infrastructura Business	10-15
Alte sectoare	10-15

Proiectul poate fi supus finanțării în conformitate cu legislația romanească în vigoare, din următoarele surse:

- Fonduri de la bugetul de stat;
- Credite bancare;
- Credite externe garantate sau contractate de stat;
- Fonduri externe nerambursabile;
- Alte surse legal constituite.

4.6.2. ANALIZA OPTIUNILOR

Analiza scenariilor considerate pentru acest proiect a fost structurată in funcție de obiectivele urmărite prin prezentul Studiu de Fezabilitate.

Pentru analiza optiunilor tehnice s-au luat in calcul doua scenarii:

Scenariul/ optiunea tehnico-economica nr. 1:

varianta 1 sud: se vor monta panouri fotovoltaice, monofaciale monocristaline pe suprafața acoperisurilor disponibile care face obiectul proiectului, în orientare sudică, urmărindu-se modul de amplasare care să permită amplasarea unui număr maxim de module fotovoltaice și o producție specifică (kWh/kW) de energie electrică superioară.

Scenariul/ optiunea tehnico-economica nr. 2:

varianta 2 est vest: se vor monta panouri fotovoltaice, monofaciale monocristaline pe suprafața acoperisurilor disponibile care face obiectul proiectului, în orientare est-vest, urmărindu-se modul de amplasare care să permită amplasarea unui număr maxim de module fotovoltaice și o producție specifică (kWh/kW) de energie electrică superioară.

Prezentarea tehnica detaliata a solutiilor propuse se gaseste la capitolul anterior prezentului.

Pentru ambele scenarii se iau in considerare doua optiuni:

Optiunea 1: investitia se realizeaza din surse exclusiv proprii - fara ajutor financiar

Optiunea 2: investitia se realizeaza din surse proprii si ajutor financiar – grant

Valoare totala investitie (inclusiv TVA):
Scenariul 1: 15.438.835,95 lei
Scenariul 2: 15.737.646,33 lei
Ajutor financiar nerambursabil (GRANT): 14.942.720,65 lei , respectiv 15.233.596,07 lei

In vederea determinarii fezabilitatii din punct de vedere economic, se va realiza analiza cost-beneficiu pentru ambele variante.

Proiectul poate fi implementat din punct de vedere legislativ, în ambele scenarii tehnice propuse, investiția considerându-se necesară și oportună. Proiect se încadrează în obiectivele strategice de dezvoltare locală a localității.

Indicatorii financiari si economici corespunzatori scenariului cu proiect vor fi calculati si analizati in cadrul capitolelor urmatoare: Analiza financiara, Analiza economica si Analiza de senzitivitate pentru ambele scenarii analizate, la care se vor considera ambele optiuni.

Principalul scop al analizei financiare este de a calcula indicatorii de performanta financiara ai proiectului. Aceasta se realizeaza din punctul de vedere al beneficiarului investitiei.

Analiza este formata, dintr-o serie de tabele care ilustreaza fluxurile financiare ale proiectului, detaliate pe total investitie, costuri de intretinere si reparatii (mentenanta) si venituri, surse financiare si analiza fluxului de numerar pentru sustenabilitatea financiara.

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanta financiara a proiectului propus pe parcursul perioadei de referinta, cu scopul de a stabili cele mai potrivite surse de finantare pentru acesta. Aceasta analiza se refera la sustinerea financiara si sustenabilitatea pe termen lung, indicatorii de performanta financiara, precum si justificarea pentru volumul asistentei financiare necesare.

Scopul analizei este de a utiliza previziunile fluxului de numerar al proiectului pentru a calcula o serie de rate de randament adecvate:

- rata financiara interna a investitiei $RIRF/C$;
- rata financiara interna a capitalului $RIRF/K$, după caz;
- valoarea neta actualizata financiara $VNAF/C$ si $VNAF/K$, cel din urma după caz .

Analiza financiara constituie un set de tabele in care se colecteaza fluxurile financiare ale investitiei, descompuse la nivelul investitiei totale, costurile si veniturile aferente exploatarei, sursele de finantare si analiza fluxului de numerar pentru sustenabilitatea financiara.

Un proiect este considerat sustenabil din punct de vedere financiar atunci cand acesta nu prezinta riscul de a ramane fara numerar in viitor. Un element important il reprezinta planificarea intrarilor si iesirilor de numerar. Analiza trebuie sa demonstreze capacitatea de a acoperi platile an de an prin sursele de finantare (inclusiv veniturile, precum si orice fel de transferuri de numerar), pentru intreaga perioada de referinta a proiectului. Sustenabilitatea are loc in cazul in care fluxul de numerar net cumulat este pozitiv pentru toti anii de analiza.

Ipotezele care au stat la baza evaluării sunt prezentate mai jos:

- Perioada proiectului: Anul 0 este considerat anul de referinta al proiectului pentru analiza economico-financiara. Anul 0 reprezinta perioada de executie a proiectului, indiferent de numarul anilor calendaristici efectivi. Perioada de executie a proiectului va fi de 24 luni.

- Perioada de referinta este considerată a fi de 18 ani exploatare (conform recomandărilor CE și a Ghidului Solicitantului); Totalul perioadei de analiza este 20 de ani.
- Rata de actualizare utilizată în calcule este de 4% (conform recomandărilor din Ghidul ACB al Comisiei europene);
- Costurile de intretinere si operare au fost estimate la nivelul unei functionari optime a tuturor obiectelor prevazute in proiect
- In momentul analizei s-a considerat valoarea TVA de 21% .

Pe lângă costurile de investiție, proiectul generează și cheltuieli pe termen lung, asociate exploatarei proiectului.

Având în vedere tendința generală de creștere a prețurilor și tarifelor pentru materii prime, materiale și servicii de la un an la altul reflectate de evoluția pieței, s-a considerat ipoteza că acestea vor continua să crească. Aceasta va atrage de asemenea o creștere a veniturilor în măsura în care să acopere creșterea prețurilor bunurilor și serviciilor, prețurile de vânzare crescând de la an la an.

4.6.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI

Costurile cu investitia se refera la resursele economice si tehnice implicate in faza de implementare a proiectului, cuantificate in forma monetara. Estimarea riguroasa a costului investitiei este esentiala, deoarece, in etapa de determinare a indicatorilor de performanta, acesta va fi comparat cu fluxurile financiare generate pe intregul orizont de previziune, urmand a se decide daca proiectul merita sa fie realizat sau nu.

Costul cu investitia este definit drept costul de capital suportat in legatura cu construirea proiectului si care include toate cheltuielile aferente achizitionarii sau producerii imobilizarilor corporale sau necorporale.

Detaliind, in functie de tipul proiectului, costul initial al investitiei poate cuprinde urmatoarele componente:

- mijloace fixe (precum teren, cladiri, echipamente, etc.) – este componenta cu cea mai mare pondere in costul investitiei si reprezinta iesirile de numerar generate de achizitionarea tuturor activelor fixe necesare implementarii proiectului. In ultimul an al perioadei de realizare a previziunilor privind fluxurile de numerar ale proiectului, valoarea acestora la acel moment este inclusa in valoarea reziduala, care reprezinta o intrare de numerar -dupa caz.
- costurile de punere in functiune (de exemplu cheltuieli pentru amenajarea de santier, studii preliminare, planificare si alte studii tehnice, studii de fezabilitate si alte studii pregatitoare, costuri aparute in faza de implementare, servicii de consultanta, asistenta tehnica, etc.). Aceste costuri sunt asimilate investitiilor si trebuie incluse in costurile totale cu investitia.

In ceea ce priveste valoarea TVA aferenta costurilor de investitie trebuie facuta o precizare foarte importanta. Daca entitatea (beneficiarul) care implementeaza investitia este inregistrata in scop de TVA (platitor de TVA) conform legislatiei in vigoare, valoarea TVA aferenta achizitiilor de bunuri si servicii realizate in cadrul proiectului nu va fi inclusa in costul initial al investitiei, deoarece aceasta se deduce din TVA colectata la livrarile de bunuri / prestarile de servicii realizate.

In functie de domeniul in care se realizeaza investitia (transport, mediu, infrastructura medicala, sociala, sprijinirea afacerilor etc.), costul initial al investitiei poate include: costuri privind achizitionarea si amenajarea terenului (toate cheltuielile necesare in vederea pregatirii terenului pentru lucrarile de constructie, cheltuielile de monitorizare si diminuare a impactului proiectului asupra mediului, aducerea terenului in starea initiala, inclusiv refacerea peisajului dupa finalizarea lucrarilor); costuri privind elaborarea proiectelor, de inginerie (costuri privind studiile de trafic,

testele, studiile de prefezabilitate si fezabilitate, proiectele si specificatiile tehnice, evaluarea impactului asupra mediului, studii privind utilitatile existente si cele necesare, cheltuieli de aprobarea proiectului tehnic in conformitate cu legislatia privind calitatea in constructii si legislatia privind siguranta traficului, elaborarea tuturor documentelor necesare in vederea obtinerii tuturor autorizatiilor si certificatelor, studii privind siturile arheologice, monumentele istorice si obiectele de mostenire culturala); costuri constand in taxe si tarife pentru obtinerea tuturor aprobarilor si certificatelor legale necesare; costuri privind organizarea procedurilor de achizitii publice (costuri privind elaborarea/revizuirea documentatiilor, angajarea expertilor externi, organizarea procedurilor de atribuire); costuri aferente serviciilor de consultanta si asistentei tehnice (costuri privind serviciile de management, serviciile de monitorizare si evaluare a proiectului, servicii de supraveghere, verificarea si aprobarea calitatii lucrarilor, servicii de mediere, elaborarea planului de afaceri si cercetarea de piata, definirea, proiectarea si supravegherea masurilor privind minimalizarea efectelor negative ale transporturilor asupra mediului, elaborarea planului, manuale si proceduri privind intretinerea si exploatarea infrastructurii); costuri privind serviciile de auditare si arhivare a documentelor proiectului; costul investitiei de baza (costuri privind lucrarile, materiile prime, echipamentele si actiunile in legatura cu infrastructura, intretinerea infrastructurii existente pe durata lucrarilor, testarea proiectului, instruirea personalului si utilizatorilor infrastructurii, organizarea locatiei si alte servicii in legatura cu aceste articole); comisioane, taxe si onorarii juridice in legatura cu proiectul; costuri privind publicitatea proiectului, in conformitate cu Regulamentele UE; costuri privind asigurarea si dezvoltarea capacitatii institutionale a beneficiarului proiectului (costuri privind achizitionarea de echipamente IT, de comunicatii si periferice, mobilier de birou si consumabile, licente software, instruire si stimulente financiare pentru personalul care conduce activitatile proiectului; costuri privind vizitarea santierelor de constructii, intalnirile in scopul proiectului; costuri privind reinvestitiile/inlocuirea activelor.

SCENARIUL 1

Nr. crt.	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului	29.241,63	6.140,74	35.382,37
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	238.624,37	50.111,12	288.735,49
3	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	1.134.686,45	238.284,15	1.372.970,60
4	Cheltuieli pentru investitia de baza	7.991.672,08	1.678.251,14	9.669.923,22
5	Alte cheltuieli (organizare santier, financiare, taxe, diverse si neprevazute)	910.478,27	184.576,79	1.095.055,06
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	9.764,16	2.050,47	11.814,63
7	Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	2.450.375,68	514.578,89	2.964.954,57
TOTAL GENERAL		12.764.842,64	2.673.993,31	15.438.835,95
Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		2.867.379,70	602.149,74	3.469.529,44

SCENARIUL 2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		Lei	Lei	Lei

1	Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	29.241,63	6.140,74	35.382,37
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	238.624,37	50.111,12	288.735,49
3	Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	1.134.686,45	238.284,15	1.372.970,60
4	Cheltuieli pentru investitia de baza	8.173.374,96	1.716.408,74	9.889.783,70
5	Alte cheltuieli (organizare santier, financiare, taxe, diverse si neprevazute)	930.647,28	188.392,55	1.119.039,83
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	9.764,16	2.050,47	11.814,63
7	Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	2.495.801,40	524.118,29	3.019.919,69
TOTAL GENERAL		13.012.140,25	2.725.506,08	15.737.646,33
Din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		3.049.082,58	640.307,34	3.689.389,92

4.6.4. COSTURI ESTIMATIVE AFERENTE PERIOADEI DE EXPLOATARE

Costurile de operare constau in iesirile de numerar previzionate pentru achizitia de servicii sau bunuri cu o durata de viata mai mica de un an. Acestea sunt costurile suportate in decursul exploatarei unei investitii, inclusiv costul intretinerii/mentenantei realizate pe parcursul exploatarei proiectului.

Estimarea costurilor de operare include toate fluxurile financiare de iesire de numerar, generate pe intreaga perioada de exploatare a proiectului. Din categoria costurilor de exploatare se exclud acele cheltuieli care nu au caracter monetar, in sensul ca nu generează fluxuri financiare negative: deprecierea si amortizarea, rezerve pentru costuri de inlocuire viitoare, orice rezerve pentru cheltuieli neprevazute, intrucat incertitudinea fluxurilor viitoare este luata in considerare in analiza riscurilor, nu prin intermediul costurilor estimate in cadrul analizei financiare.

De exemplu, in cazul proiectului nostru, costurile de exploatare includ:

- costuri de intretinere curente si de operare: materiale consumabile , cheltuieli cu terti (mentenanta), utilitati, alte cheltuieli etc
- costuri cu personalul: in cazul ambelor scenarii- consideram 2 locuri de munca nou create – part-time 2-4h/zi
- costuri cu asigurarile si alte cheltuieli - procentual
- costuri privind reparatiile capitale sau renovari (in functie situatie, realizate cu o periodicitate stabilita de la inceputul perioadei de implementare), in conformitate cu legislatia romana in vigoare
- costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente. In cazul echipamentelor importante , in functie de orele de functionare si durata estimata de viata din fisa tehnica, se estimeaza un cost de scoatere din functiune si inlocuire. In cazul de fata, fiind echipamente cu durata mare de viata, nu vom prevedea inlocuirea pachetului de echipamente.

SCENARIUL 1

Denumire	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Costuri de mentenanta si operare	75.367,11	76.874,45	78.411,94	79.980,18	81.579,78	83.211,38	84.875,61	86.573,12
Costuri cu personalul	120.000,00	121.800,00	123.627,00	125.481,41	127.363,63	129.274,08	131.213,19	133.181,39
Costuri cu asigurarile si alte cheltuieli	23.158,25	24.316,17	25.531,97	26.808,57	28.149,00	29.556,45	31.034,28	32.585,99
Costuri renovari sau reparatii capitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli totale	218.525,36	222.990,62	227.570,92	232.270,16	237.092,41	242.041,91	247.123,07	252.340,50

ANALIZA FINANCIARA SI ECONOMICA AFERENTA STUDIULUI DE FEZABILITATE

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
88.304,58	90.070,67	91.872,09	93.709,53	95.583,72	97.495,39	99.445,30	101.434,21	103.462,89	105.532,15
135.179,11	137.206,80	139.264,90	141.353,87	143.474,18	145.626,29	147.810,69	150.027,85	152.278,27	154.562,44
34.215,29	35.926,05	37.722,36	39.608,47	41.588,90	43.668,34	45.851,76	48.144,35	50.551,56	53.079,14
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
257.698,98	263.203,52	268.859,34	274.671,87	280.646,80	286.790,03	293.107,75	299.606,40	306.292,72	313.173,73

SCENARIUL 2

Denumire	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Costuri de mentenanta si operare	75.582,00	77.093,64	78.635,51	80.208,22	81.812,39	83.448,64	85.117,61	86.819,96
Costuri cu personalul	48.000,00	48.720,00	49.450,80	50.192,56	50.945,45	51.709,63	52.485,28	53.272,56
Costuri cu asigurarile si alte cheltuieli	23.606,47	24.786,79	26.026,13	27.327,44	28.693,81	30.128,50	31.634,93	33.216,67
Costuri renovari sau reparatii capitale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli totale	147.188,47	150.600,43	154.112,45	157.728,22	161.451,65	165.286,77	169.237,81	173.309,19

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
88.556,36	90.327,49	92.134,04	93.976,72	95.856,25	97.773,38	99.728,84	101.723,42	103.757,89	105.833,05
54.071,64	54.882,72	55.705,96	56.541,55	57.389,67	58.250,52	59.124,28	60.011,14	60.911,31	61.824,98
34.877,51	36.621,38	38.452,45	40.375,07	42.393,83	44.513,52	46.739,19	49.076,15	51.529,96	54.106,46
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
177.505,51	181.831,59	186.292,45	190.893,34	195.639,75	200.537,41	205.592,31	210.810,71	216.199,16	221.764,48

4.6.5. VENITURILE ESTIMATIVE AFERENTE PERIOADEI DE EXPLOATARE

Obiectivul general al investiției îl reprezintă creșterea gradului de independență energetică și reducerea vulnerabilității energetice la nivelul Orașului Ungheni și al localității aparținătoare Vidrăsău prin dezvoltarea unor capacități de producere și stocare a energiei electrice din surse regenerabile destinate autoconsumului.

Prin implementarea proiectului se urmărește atingerea următoarelor obiective specifice:

- Creșterea capacității de producție a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de sisteme fotovoltaice pe clădirile publice și la nivelul gospodăriilor vulnerabile incluse în proiect.
- Creșterea gradului de autoconsum al energiei electrice produse local prin implementarea unor sisteme de stocare dimensionate conform cerințelor Programului Tranziție Justă.
- Reducerea cantității de energie electrică achiziționată din Sistemul Energetic Național și diminuarea costurilor de exploatare suportate de administrația publică locală și de beneficiarii finali.
- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră prin înlocuirea parțială a energiei electrice provenite din mixul energetic național cu energie electrică produsă din surse regenerabile.
- Combaterea fenomenului de sărăcie energetică prin asigurarea accesului gospodăriilor vulnerabile la surse proprii de producere și stocare a energiei electrice.

ANALIZA FINANCIARA SI ECONOMICA AFERENTA STUDIULUI DE FEZABILITATE

- Creșterea rezilienței energetice a comunității locale prin dezvoltarea unei infrastructuri moderne de producere, stocare și management al energiei.
- Implementarea sistemelor inteligente de management energetic (EMS) pentru monitorizarea, controlul și optimizarea consumului și producției de energie electrică.
- Crearea premiselor pentru înființarea și funcționarea unei Comunități de Energie Regenerabilă la nivelul UAT Orașul Ungheni, în conformitate cu prevederile legislației naționale și europene aplicabile.

Pe langa aceste aspecte de natura administrativa, sociala si cu impact asupra mediului, prezentul proiect se poate considera generator de beneficii financiare (venituri indirecte), principalele surse fiind cele operationale, din economia obtinuta in facturile de energie prin folosirea energiei produse in sistemul fotovoltaic si energiei stocate in sistemul de baterii pe timpul noptii sau in perioadele in care sistemul fotovoltaic nu are rezultatele scontate.

Pretul energiei considerat in primul an de exploatare este de 1050/MWh. Avand in vedere tendinta progresiva a cheltuielilor si efectele inflatiei, se considera un factor de multiplicare de 1.5% si in cazul venituri.

SCENARIUL 1

Denumire	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Cantitatea neta de energie produsa, fara pierderi de eficienta medie	MWh/an	971,69	957,11	953,29	949,47	945,68	941,89	938,12	934,37
Tarif mediu al energiei	lei/MWh	1.050,00	1.065,75	1.081,74	1.097,96	1.114,43	1.131,15	1.148,12	1.165,34
Venituri indirecte generate de economia de energie	lei/an	1.020.274,50	1.020.044,94	1.031.204,23	1.042.485,60	1.053.890,40	1.065.419,96	1.077.075,65	1.088.858,86
Consum propriu, luand in calcul si stocarea	%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%
Cantitatea de energie neta vanduta	MWh/an	352	347	346	344	343	342	340	339
Tarif mediu de vanzare a energiei - injectare	lei/MWh	525,00	532,88	540,87	548,98	557,22	565,57	574,06	582,67
Venituri operationale totale	lei/an	1.205.301,28	1.205.030,09	1.218.213,12	1.231.540,37	1.245.013,42	1.258.633,87	1.272.403,32	1.286.323,41

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
930,63	926,91	923,20	919,51	915,83	912,17	908,52	904,89	901,27	897,66
1.182,82	1.200,56	1.218,57	1.236,85	1.255,40	1.274,23	1.293,34	1.312,74	1.332,43	1.352,42
1.100.770,98	1.112.813,41	1.124.987,59	1.137.294,95	1.149.736,96	1.162.315,08	1.175.030,81	1.187.885,65	1.200.881,12	1.214.018,75
64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%
338	336	335	334	332	331	330	328	327	326
591,41	600,28	609,28	618,42	627,70	637,12	646,67	656,37	666,22	676,21
1.300.395,79	1.314.622,12	1.329.004,09	1.343.543,39	1.358.241,76	1.373.100,92	1.388.122,65	1.403.308,71	1.418.660,91	1.434.181,06

SCENARIUL 2

Denumire	UM	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Cantitatea neta de energie produsa, fara pierderi de eficienta medie	MWh/an	890,55	877,19	873,68	870,19	866,71	863,24	859,79	856,35
Tarif mediu al energiei	lei/MWh	1.050,00	1.065,75	1.081,74	1.097,96	1.114,43	1.131,15	1.148,12	1.165,34

ANALIZA FINANCIARA SI ECONOMICA AFERENTA STUDIULUI DE FEZABILITATE

Venituri indirecte generate de economia de energie	lei/an	935.077,50	934.867,11	945.094,55	955.433,89	965.886,33	976.453,13	987.135,53	997.934,79
Consum propriu, luand in calcul si stocarea	%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%
Cantitatea de energie neta vanduta	MWh/an	323	318	317	316	314	313	312	311
Tarif mediu de vanzare a energiei - injectare	lei/MWh	525,00	532,88	540,87	548,98	557,22	565,57	574,06	582,67
Venituri operationale totale	lei/an	1.104.653,80	1.104.405,26	1.116.487,45	1.128.701,82	1.141.049,82	1.153.532,91	1.166.152,56	1.178.910,27

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
852,92	849,51	846,11	842,73	839,36	836,00	832,66	829,33	826,01	822,70
1.182,82	1.200,56	1.218,57	1.236,85	1.255,40	1.274,23	1.293,34	1.312,74	1.332,43	1.352,42
1.008.852,20	1.019.889,04	1.031.046,63	1.042.326,28	1.053.729,33	1.065.257,13	1.076.911,04	1.088.692,45	1.100.602,74	1.112.643,33
64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%	64%
309	308	307	306	304	303	302	301	300	298
591,41	600,28	609,28	618,42	627,70	637,12	646,67	656,37	666,22	676,21
1.191.807,54	1.204.845,92	1.218.026,93	1.231.352,15	1.244.823,14	1.258.441,51	1.272.208,86	1.286.126,82	1.300.197,05	1.314.421,20

4.6.6. FLUXURI DE NUMERAR SI SUSTENABILITATEA INVESTITIEI

Analiza de sustenabilitate a proiectului

Metodologia ce trebuie parcursa, dupa estimarea costurilor si a veniturilor, presupune determinarea fluxurile actualizate de costuri si de venituri pe intreaga perioada de referinta a proiectului, utilizand in acest sens rata de actualizare. Sustenabilitatea intervine daca se poate demonstra ca proiectul genereaza un flux net de numerar (ca diferenta intre fluxul de intrari si cel de iesiri de numerar) cumulat pozitiv pentru fiecare an al proiectiei financiare. De mentionat ca in cadrul analizei de sustenabilitate se includ si intrarile de numerar generate de contractarea unor surse de finantare (imprumuturi), respectiv iesirile de numerar rezultand din finantarea proiectului (de exemplu, rambursarea imprumuturilor si platile de dobanzi, daca este cazul), doar daca se specifica acest aspect. Din perspectiva diferentei intre cost/venit si flux de numerar, doar dobanzile achitate pentru utilizarea capitalului imprumutat constituie costuri, in timp ce rambursarile nu reprezinta costuri, ci iesiri de numerar care diminueaza fluxul de numerar total al anului, insa acest aspect este luat in considerare doar daca se cere expres acest lucru.

Daca din analiza vor rezulta excedente, acestea se vor acumula si vor fi utilizate pentru acoperirea deficitelor din perioadele urmatoare. Analiza de sustenabilitate prezinta si maniera de acoperire a deficitelor, atunci cand acestea apar, prin imprumuturi, in ipoteza ca aceste imprumuturi sunt obtinute in conditii rezonabile in raport cu pietele financiare locale. Atunci cand structura de finantare a proiectului include un imprumut pe termen lung care trebuie platit cu veniturile previzionate in cadrul perioadei de referinta, se va impune un nivel minim al ratei de acoperire a serviciului imprumutului.

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanta financiara a proiectului, pe parcursul perioadei de referinta, in vederea stabilirii celui mai potrivit sistem de finantare. Analiza financiara urmareste sa estimeze contributia proiectului in generarea de venituri suplimentare (daca e cazul) dar si sa demonstreze daca proiectul este autosustenabil pe perioada de viata a obiectivului investitional.

Modelul de analiza financiara a proiectului va analiza cash-flow-ul financiar consolidat si incremental, daca se solicita, generat de proiect, pe baza estimarilor costurilor investitionale, a costurilor cu intretinerea, generate de implementarea proiectului, evaluate pe intreaga perioada de analiza, precum si a veniturilor financiare generate.

Obs: Valorile trecut in () cu rosu, reprezinta valori negative

Anul 0 reprezinta perioada de executie a proiectului.

Fluxurile de numerar vor fi prezentate pentru ambele scenarii, luand in considerare ambele optiuni, dupa cum urmeaza.

OPTIUNEA 1 – FINANTARE PROPRIE

SCENARIUL 1

	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
VENITURI									
Venituri operationale, inclusiv economia de energie		1.205.301,28	1.205.030,09	1.218.213,12	1.231.540,37	1.245.013,42	1.258.633,87	1.272.403,32	1.286.323,41
Venituri din sponsorizari									
Valoare reziduala									
TOTAL VENITURI	0,00	1.205.301,28	1.205.030,09	1.218.213,12	1.231.540,37	1.245.013,42	1.258.633,87	1.272.403,32	1.286.323,41
COSTURI		0,00							
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului	35.382,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	288.735,49								
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	1.372.970,60								
Cheltuieli pentru investitia de baza	9.669.923,22								
Alte cheltuieli (organizare saniter, finantare, taxe, diverse si neprevazute)	1.095.055,06								
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	11.814,63								
Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	2.964.954,57								
Costuri de mentenanta si operare		75.367,11	76.874,45	78.411,94	79.980,18	81.579,78	83.211,38	84.875,61	86.573,12
Costuri cu personalul		120.000,00	121.800,00	123.627,00	125.481,41	127.363,63	129.274,08	131.213,19	133.181,39
Costuri cu asigurari si alte cheltuieli		23.158,25	24.316,17	25.531,97	26.808,57	28.149,00	29.556,45	31.034,28	32.585,99
Costuri renovari sau reparatii capitale		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI	15.438.835,95	218.525,36	222.990,62	227.570,92	232.270,16	237.092,41	242.041,91	247.123,07	252.340,50
FLUX DE NUMERAR	-15.438.835,95	986.775,92	982.039,47	990.642,20	999.270,21	1.007.921,01	1.016.591,95	1.025.280,25	1.033.982,92

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.300.395,79	1.314.622,12	1.329.004,09	1.343.543,39	1.358.241,76	1.373.100,92	1.388.122,65	1.403.308,71	1.418.660,91	1.434.181,06
						0,00			
1.300.395,79	1.314.622,12	1.329.004,09	1.343.543,39	1.358.241,76	1.373.100,92	1.388.122,65	1.403.308,71	1.418.660,91	1.434.181,06
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
88.304,58	90.070,67	91.872,09	93.709,53	95.583,72	97.495,39	99.445,30	101.434,21	103.462,89	105.532,15
135.179,11	137.206,80	139.264,90	141.353,87	143.474,18	145.626,29	147.810,69	150.027,85	152.278,27	154.562,44
34.215,29	35.926,05	37.722,36	39.608,47	41.588,90	43.668,34	45.851,76	48.144,35	50.551,56	53.079,14
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
257.698,98	263.203,52	268.859,34	274.671,87	280.646,80	286.790,03	293.107,75	299.606,40	306.292,72	313.173,73
1.042.696,81	1.051.418,60	1.060.144,75	1.068.871,52	1.077.594,96	1.086.310,89	1.095.014,90	1.103.702,31	1.112.368,18	1.121.007,32

ANALIZA FINANCIARA SI ECONOMICA AFERENTA STUDIULUI DE FEZABILITATE

SCENARIUL 2

	ANUL 0	ANUL 1	ANUL 2	ANUL 3	ANUL 4	ANUL 5	ANUL 6	ANUL 7	ANUL 8
VENITURI									
Venituri operationale, inclusiv economia de energie		1.104.653,80	1.104.405,26	1.116.487,45	1.128.701,82	1.141.049,82	1.153.532,91	1.166.152,56	1.178.910,27
Venituri din sponsorizari									
Valoare reziduala									
TOTAL VENITURI	0,00	1.104.653,80	1.104.405,26	1.116.487,45	1.128.701,82	1.141.049,82	1.153.532,91	1.166.152,56	1.178.910,27
COSTURI									
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	35.382,37								
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	288.735,49								
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	1.372.970,60								
Cheltuieli pentru investitia de baza	9.889.783,70								
Alte cheltuieli (organizare sanțier, finantare, taxe, diverse si neprevazute)	1.119.039,83								
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	11.814,63								
Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	3.019.919,69								
Costuri de mentenanta si operare		75.582,00	77.093,64	78.635,51	80.208,22	81.812,39	83.448,64	85.117,61	86.819,96
Costuri cu personalul		48.000,00	48.720,00	49.450,80	50.192,56	50.945,45	51.709,63	52.485,28	53.272,56
Costuri cu asigurarile si alte cheltuieli		23.606,47	24.786,79	26.026,13	27.327,44	28.693,81	30.128,50	31.634,93	33.216,67
Costuri renovari sau reparatii capitale		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI	15.737.646,32	147.188,47	150.600,43	154.112,45	157.728,22	161.451,65	165.286,77	169.237,81	173.309,19
FLUX DE NUMERAR	-15.737.646,32	957.465,34	953.804,82	962.375,01	970.973,60	979.598,17	988.246,14	996.914,75	1.005.601,08

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.191.807,54	1.204.845,92	1.218.026,93	1.231.352,15	1.244.823,14	1.258.441,51	1.272.208,86	1.286.126,82	1.300.197,05	1.314.421,20
						0,00			
1.191.807,54	1.204.845,92	1.218.026,93	1.231.352,15	1.244.823,14	1.258.441,51	1.272.208,86	1.286.126,82	1.300.197,05	1.314.421,20
88.556,36	90.327,49	92.134,04	93.976,72	95.856,25	97.773,38	99.728,84	101.723,42	103.757,89	105.833,05
54.071,64	54.882,72	55.705,96	56.541,55	57.389,67	58.250,52	59.124,28	60.011,14	60.911,31	61.824,98
34.877,51	36.621,38	38.452,45	40.375,07	42.393,83	44.513,52	46.739,19	49.076,15	51.529,96	54.106,46
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
177.505,51	181.831,59	186.292,45	190.893,34	195.639,75	200.537,41	205.592,31	210.810,71	216.199,16	221.764,48
1.014.302,03	1.023.014,33	1.031.734,49	1.040.458,81	1.049.183,39	1.057.904,09	1.066.616,54	1.075.316,11	1.083.997,89	1.092.656,72

OPTIUNEA 2 – CONTRIBUTIE PROPRIE + GRANT

SCENARIUL 1

	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
VENITURI									
Venituri operationale, inclusiv economia de energie		1.205.301,28	1.205.030,09	1.218.213,12	1.231.540,37	1.245.013,42	1.258.633,87	1.272.403,32	1.286.323,41
Venituri din sponsorizari									
Valoare reziduala									
Sprȃjin financiar din bani publici	14.942.720,65								
TOTAL VENITURI	14.942.720,65	1.205.301,28	1.205.030,09	1.218.213,12	1.231.540,37	1.245.013,42	1.258.633,87	1.272.403,32	1.286.323,41
		0,00							
COSTURI		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli pentru obȃinerea Ńi amenajarea terenului	35.382,37								
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	288.735,49								
Cheltuieli pentru proiectare Ńi asistenta tehnica	1.372.970,60								
Cheltuieli pentru investitia de baza	9.669.923,22								
Alte cheltuieli (organizare santier, finantciare, taxe, diverse Ńi neprevazute)	1.095.055,06								
Cheltuieli pentru probe tehnologice Ńi teste	11.814,63								
Cheltuieli aferente marȃei de buget Ńi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	2.964.954,57								
Costuri de mentenanta Ńi operare		75.367,11	76.874,45	78.411,94	79.980,18	81.579,78	83.211,38	84.875,61	86.573,12
Costuri cu personalul		120.000,00	121.800,00	123.627,00	125.481,41	127.363,63	129.274,08	131.213,19	133.181,39
Costuri cu asigurările Ńi alte cheltuieli		23.158,25	24.316,17	25.531,97	26.808,57	28.149,00	29.556,45	31.034,28	32.585,99
Costuri renovari sau reparatii capitale		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune Ńi inlocuire echipamente		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI	15.438.835,95	218.525,36	222.990,62	227.570,92	232.270,16	237.092,41	242.041,91	247.123,07	252.340,50
FLUX DE NUMERAR	-496.115,30	986.775,92	982.039,47	990.642,20	999.270,21	1.007.921,01	1.016.591,95	1.025.280,25	1.033.982,92

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.300.395,79	1.314.622,12	1.329.004,09	1.343.543,39	1.358.241,76	1.373.100,92	1.388.122,65	1.403.308,71	1.418.660,91	1.434.181,06
						0,00			
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
88.304,58	90.070,67	91.872,09	93.709,53	95.583,72	97.495,39	99.445,30	101.434,21	103.462,89	105.532,15
135.179,11	137.206,80	139.264,90	141.353,87	143.474,18	145.626,29	147.810,69	150.027,85	152.278,27	154.562,44
34.215,29	35.926,05	37.722,36	39.608,47	41.588,90	43.668,34	45.851,76	48.144,35	50.551,56	53.079,14
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
257.698,98	263.203,52	268.859,34	274.671,87	280.646,80	286.790,03	293.107,75	299.606,40	306.292,72	313.173,73
1.042.696,81	1.051.418,60	1.060.144,75	1.068.871,52	1.077.594,96	1.086.310,89	1.095.014,90	1.103.702,31	1.112.368,18	1.121.007,32

VENITURI	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
VENITURI									
Venituri operationale, inclusiv economia de energie		1.104.653,80	1.104.405,26	1.116.487,45	1.128.701,82	1.141.049,82	1.153.532,91	1.166.152,56	1.178.910,27
Venituri din sponsorizari									
Valoare reziduala									
Sprȳin financiar din bani publici	15.233.596,07								
TOTAL VENITURI	15.233.596,07	1.104.653,80	1.104.405,26	1.116.487,45	1.128.701,82	1.141.049,82	1.153.532,91	1.166.152,56	1.178.910,27
COSTURI									
Cheltuieli pentru obtinerea și amenajarea terenului	35.382,37								
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	288.735,49								
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica	1.372.970,60								
Cheltuieli pentru investitia de baza	9.889.783,70								
Alte cheltuieli (organizare san tier, financiare, taxe, diverse si neprevazute)	1.119.039,83								
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste	11.814,63								
Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervelor de implementare pentru ajustarea de pret	3.019.919,69								
Costuri de mentenan ta si operare	75.582,00	77.093,64	78.635,51	80.208,22	81.812,39	83.448,64	85.117,61	86.819,96	
Costuri cu personalul		48.000,00	48.720,00	49.450,80	50.192,56	50.945,45	51.709,63	52.485,28	53.272,56
Costuri cu asig urarile si alte cheltuieli		23.606,47	24.786,79	26.026,13	27.327,44	28.693,81	30.128,50	31.634,93	33.216,67
Costuri renovari sau reparatii capitale		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costuri scoatere din functiune si inlocuire echipamente		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL COSTURI	15.737.646,32	147.188,47	150.600,43	154.112,45	157.728,22	161.451,65	165.286,77	169.237,81	173.309,19
FLUX DE NUMERAR	-504.050,25	957.465,34	953.804,82	962.375,01	970.973,60	979.598,17	988.246,14	996.914,75	1.005.601,08

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.191.807,54	1.204.845,92	1.218.026,93	1.231.352,15	1.244.823,14	1.258.441,51	1.272.208,86	1.286.126,82	1.300.197,05	1.314.421,20
						0,00			
1.191.807,54	1.204.845,92	1.218.026,93	1.231.352,15	1.244.823,14	1.258.441,51	1.272.208,86	1.286.126,82	1.300.197,05	1.314.421,20
88.556,36	90.327,49	92.134,04	93.976,72	95.856,25	97.773,38	99.728,84	101.723,42	103.757,89	105.833,05
54.071,64	54.882,72	55.705,96	56.541,55	57.389,67	58.250,52	59.124,28	60.011,14	60.911,31	61.824,98
34.877,51	36.621,38	38.452,45	40.375,07	42.393,83	44.513,52	46.739,19	49.076,15	51.529,96	54.106,46
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
177.505,51	181.831,59	186.292,45	190.893,34	195.639,75	200.537,41	205.592,31	210.810,71	216.199,16	221.764,48
1.014.302,03	1.023.014,33	1.031.734,49	1.040.458,81	1.049.183,39	1.057.904,09	1.066.616,54	1.075.316,11	1.083.997,89	1.092.656,72

4.6.7. INDICATORI DE EVALUARE FINANCIARA A RENTABILITATII INVESTITIEI

Indicatorii utilizați pentru analiza financiară sunt:

- Valoarea Netă Actualizată Financiară a proiectului;
 - Rata Internă de Rentabilitate Financiară a proiectului;
 - Raportul Beneficiu - Cost; și
 - Fluxul de Numerar Cumulat.
- **Valoarea Netă Actualizată Financiară (VNAF)** reprezintă valoarea care rezultă deducând valoarea actualizată a costurilor previzionate ale unei investiții din valoarea actualizată a beneficiilor previzionate.
 - **Rata Internă de Rentabilitate Financiară (RIRF)** reprezintă rata de actualizare la care un flux de costuri și beneficii exprimate în unități monetare are valoarea actualizată zero. Rata internă de rentabilitate este comparată cu rate de referință pentru a evalua performanța proiectului propus.
 - **Raportul Beneficiu-Cost (R B/C)** evidențiază măsura în care beneficiile proiectului acoperă costurile acestuia. În cazul când acest raport are valori subunitare, proiectul nu generează suficiente beneficii și are nevoie de finanțare (suplimentară).
 - **Fluxul de numerar cumulat** reprezintă totalul monetar al rezultatelor de trezorerie anuale pe întreg orizontul de timp analizat.

Calcululele pentru profitabilitatea financiară a investiției totale sunt prezentate în tabelele următoare, pentru ambele scenarii evaluate.

Obs: Valorile trecut în () cu roșu, reprezintă valori negative.

Anul 0 reprezintă perioada de execuție a proiectului.

Indicatorii financiari vor fi prezentați pentru ambele scenarii, luând în considerare ambele opțiuni, după cum urmează.

OPTIUNEA 1 – FINANTARE PROPRIE

SCENARIUL 1

	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
FLUX DE NUMERAR	-15.438.835,95	986.775,92	982.039,47	990.642,20	999.270,21	1.007.921,01	1.016.591,95	1.025.280,25	1.033.982,92

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.042.696,81	1.051.418,60	1.060.144,75	1.068.871,52	1.077.594,96	1.086.310,89	1.095.014,90	1.103.702,31	1.112.368,18	1.121.007,32

Rata de actualizare	4%
VNAF/C	-2.285.327,72
RIRF/C	2,15%

Total venituri actualizate	15.694.821
Total costuri actualizate	18.688.101
B/C	0,84

VALORI ACTUALIZATE	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Venituri actualizate		1.158.943,54	1.114.118,05	1.082.987,03	1.052.725,87	1.023.310,28	994.716,63	966.921,95	939.903,92
Costuri actualizate	15.438.835,95	210.120,54	206.167,36	202.309,72	198.545,51	194.872,68	191.289,24	187.793,23	184.382,73
Flux de numerar actualizat	-15.438.836	948.823	907.951	880.677	854.180	828.438	803.427	779.129	755.521

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
913.640,83	888.111,60	863.295,71	839.173,24	815.724,80	792.931,57	770.775,23	749.237,99	728.302,55	707.952,10
181.055,89	177.810,87	174.645,90	171.559,24	168.549,19	165.614,10	162.752,33	159.962,31	157.242,49	154.591,36
732.585	710.301	688.650	667.614	647.176	627.317	608.023	589.276	571.060	553.361

SCENARIUL 2

	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
FLUX DE NUMERAR	-15.737,646,32	957.465,34	953.804,82	962.375,01	970.973,60	979.598,17	988.246,14	996.914,75	1.005.601,08

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.014.302,03	1.023.014,33	1.031.734,49	1.040.458,81	1.049.183,39	1.057.904,09	1.066.616,54	1.075.316,11	1.083.997,89	1.092.656,72

Rata de actualizare	4%
VNAF/C	-2.944.009,42
RIRF/C	1,63%

Total venituri actualizate	15.033.076
Total costuri actualizate	17.977.085
B/C	0,84

VALORI ACTUALIZATE	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Venituri actualizate		1.062.167,12	1.021.084,74	992.553,28	964.819,05	937.859,78	911.653,81	886.180,10	861.418,18
Costuri actualizate	15.737.646,32	141.527,37	139.238,57	137.005,40	134.826,75	132.701,49	130.628,53	128.606,83	126.635,33
Flux de numerar actualizat	-15.737,646	920.640	881.846	855.548	829.992	805.158	781.025	757.573	734.783

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
837.348,17	813.950,73	791.207,07	769.098,92	747.608,52	726.718,61	706.412,42	686.673,62	667.486,38	648.835,27
124.713,02	122.838,91	121.012,02	119.231,42	117.496,16	115.805,36	114.158,11	112.553,56	110.990,86	109.469,19
712.635	691.112	670.195	649.868	630.112	610.913	592.254	574.120	556.496	539.366

OPTIUNEA 2 – CONTRIBUTIE PROPRIE + GRANT

SCENARIUL 1

	Anul 0				Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
FLUX DE NUMERAR	-496.115,30	986.775,92	982.039,47	990.642,20	999.270,21	1.007.921,01	1.016.591,95	1.025.280,25	1.033.982,92	
	Anul 0			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
1.042.696,81	1.051.418,60	1.060.144,75	1.068.871,52	1.077.594,96	1.086.310,89	1.095.014,90	1.103.702,31	1.112.368,18	1.121.007,32

Rata de actualizare	4%
VNAF/K	12.657.392,93
RIRF/K	<u>198,87%</u>

Total venituri actualizate	31.345.494
Total costuri actualizate	18.688.101
B/C	1,68

VALORI ACTUALIZATE	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Venituri actualizate	14.942.720,65	1.158.943,54	1.114.118,05	1.082.987,03	1.052.725,87	1.023.310,28	994.716,63	966.921,95	939.903,92
Costuri actualizate	15.438.835,95	210.120,54	206.167,36	202.309,72	198.545,51	194.872,68	191.289,24	187.793,23	184.382,73
Flux de numerar actualizat	-496.115	948.823	907.951	880.677	854.180	828.438	803.427	779.129	755.521

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
913.640,83	888.111,60	863.295,71	839.173,24	815.724,80	792.931,57	770.775,23	749.237,99	728.302,55	707.952,10
181.055,89	177.810,87	174.645,90	171.559,24	168.549,19	165.614,10	162.752,33	159.962,31	157.242,49	154.591,36
732.585	710.301	688.650	667.614	647.176	627.317	608.023	589.276	571.060	553.361

SCENARIUL 2

	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
FLUX DE NUMERAR	-504.050,25	957.465,34	953.804,82	962.375,01	970.973,60	979.598,17	988.246,14	996.914,75	1.005.601,08

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
1.014.302,03	1.023.014,33	1.031.734,49	1.040.458,81	1.049.183,39	1.057.904,09	1.066.616,54	1.075.316,11	1.083.997,89	1.092.656,72

Rata de actualizare	4%
VNAF/K	12.289.586,65
RIRF/K	190,01%

Total venituri actualizate	30.266.672
Total costuri actualizate	17.977.085
B/C	1,68

VALORI ACTUALIZATE	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8
Venituri actualizate	15.233.596,07	1.062.167,12	1.021.084,74	992.553,28	964.819,05	937.859,78	911.653,81	886.180,10	861.418,18
Costuri actualizate	15.737.646,32	141.527,37	139.238,57	137.005,40	134.826,75	132.701,49	130.628,53	128.606,83	126.635,33
Flux de numerar actualizat	-504.050	920.640	881.846	855.548	829.992	805.158	781.025	757.573	734.783

Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18
837.348,17	813.950,73	791.207,07	769.098,92	747.608,52	726.718,61	706.412,42	686.673,62	667.486,38	648.835,27
124.713,02	122.838,91	121.012,02	119.231,42	117.496,16	115.805,36	114.158,11	112.553,56	110.990,86	109.469,19
712.635	691.112	670.195	649.868	630.112	610.913	592.254	574.120	556.496	539.366

OPTIUNEA 1 – FINANTARE PROPRIE**SCENARIUL 1**

Valoarea RIRF/C rezultată pentru costul total de investitie este de **2.15%** reflectand o situație necorespunzătoare prin prisma fezabilității financiare. Nivelul de rentabilitate este inferior ratei de actualizare ca rată minimă de rentabilitate cerută. Obținerea unei rate interne de rentabilitate financiare inferioare ratei de actualizare conduce la valori actualizate nete financiare negative (VNAF/C este - **2.285.327,72** lei) iar raportul beneficii actualizate/costuri actualizate este subunitar $B/C = 0.84$.

Perioada de recuperare a investiției reflectă valori mai mari, fapt ce determina incapacitatea proiectului investițional de a genera fluxuri de numerar suficiente pentru a conduce la recuperarea în cadrul perioadei de estimări de 18 ani a valorii investiției.

În aceste condiții proiectul nu poate fi implementat fara sprijin financiar nerambursabil pentru acoperirea costului investițional.

$VNAF/C < 0$, $RIRF/C < 4\%$ și $B/C < 1$, rezulta proiectul nu se poate autosustine în perioada de timp analizata.

SCENARIUL 2

Valoarea RIRF/C rezultată pentru costul total de investitie este de **1.63%** reflectand o situație necorespunzătoare prin prisma fezabilității financiare. Nivelul de rentabilitate este inferior ratei de actualizare ca rată minimă de rentabilitate cerută. Obținerea unei rate interne de rentabilitate financiare inferioare ratei de actualizare conduce la valori actualizate nete financiare negative (VNAF/C este - **2.944.009,42** lei) iar raportul beneficii actualizate/costuri actualizate este subunitar $B/C = 0.84$.

Perioada de recuperare a investiției reflectă valori mai mari, fapt ce determina incapacitatea proiectului investițional de a genera fluxuri de numerar suficiente pentru a conduce la recuperarea în cadrul perioadei de estimări de 18 ani a valorii investiției.

În aceste condiții proiectul nu poate fi implementat fara sprijin financiar nerambursabil pentru acoperirea costului investițional.

$VNAF/C < 0$, $RIRF/C < 4\%$ și $B/C < 1$, rezulta proiectul nu se poate autosustine în perioada de timp analizata.

OPTIUNEA 2 – CONTRIBUTIE PROPRIE + GRANT**SCENARIUL 1**

Valoarea RIRF/K rezultată prin includerea sprijinului financiar este de **198.87%** reflectand o situație corespunzătoare prin prisma fezabilității financiare. Nivelul de rentabilitate este superior ratei de actualizare ca rată minimă de rentabilitate cerută. Obținerea unei rate interne de rentabilitate financiare superioare ratei de actualizare conduce la valori actualizate nete financiare pozitive (VNAF/K este **12.657.392,93** lei) iar raportul beneficii actualizate/costuri actualizate este supraunitar $B/C = 1.68$.

SCENARIUL 2

Valoarea RIRF/C rezultată pentru costul total de investitie este de **190.01%** reflectand o situație corespunzătoare prin prisma fezabilității financiare. Nivelul de rentabilitate este superior ratei de actualizare ca rată minimă de rentabilitate cerută. Obținerea unei rate interne de rentabilitate financiare superioare ratei de actualizare conduce la valori actualizate nete financiare pozitive (VNAF/C este **12.289.586,65** lei) iar raportul beneficii actualizate/costuri actualizate este supraunitar $B/C = 1.68$.

4.7. ANALIZA ECONOMICA

Obiectivul analizei economice este de a demonstra ca proiectul are o contributie pozitiva neta pentru societate si, în consecinta, merita sa fie cofinantat din fonduri ale UE. Pentru alternativa selectata beneficiile proiectului trebuie sa depaseasca costurile proiectului si, mai specific, valoarea actualizata a beneficiilor economice ale proiectului trebuie sa depaseasca valoarea actualizata a costurilor economice ale proiectului.

Avand în vedere ca proiectul nu este unul major de importanta strategica pentru Economia Nationala (valoare minima conform praguri stabilite în Legea 500 din 2002, cu modificarile si completarile ulterioare), analiza economica nu este obligatorie.

Analiza cost-eficacitate

Conform - *HOTĂRÂRE nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, 2)^2)* Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul proiectelor de parteneriat public-privat/de concesiune a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

Analiza cost-eficacitate: ACE este o tehnică de evaluare și monitorizare utilizată atunci când beneficiile nu pot fi măsurate în mod rezonabil în termeni financiari. Aceasta este, de obicei, realizată prin calcularea costului pe unitatea de produs a beneficiilor „fără echivalent monetar” și necesită existența unor mijloace pentru cuantificarea beneficiilor, dar nu prin atașarea la aceste beneficii a unei valori monetare sau economice.

ACE se utilizează pentru evaluarea proiectelor a căror valoare de investiție depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor *Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice*, cu modificările și completările ulterioare, pentru care estimarea beneficiilor economice, de mediu și sociale este dificil de realizat sau prea costisitoare.

Luand in considerare recomandartile manualului de Analiza cost–eficacitate proiectul de fata se incadreaza in categoria proiectelor cu „un singur obiectiv, rezultatele sale sunt clar determinate și sunt omogene sau ar putea fi comparate prin factorii de echivalență”, ca urmare „[extras]...ACE este cea mai bună modalitate de a compara opțiunile tehnice ale proiectului”.

Beneficiile economice non-cuantificabile monetar in cadrul prezentei analize:

- Creșterea securității energetice a UAT Ungheni prin reducerea dependenței de energia electrică achiziționată din Sistemul Energetic Național și prin diversificarea surselor de alimentare.

- Creșterea rezilienței infrastructurii publice, ca urmare a implementării sistemelor de stocare a energiei, care permit menținerea alimentării cu energie pentru consumatorii esențiali în cazul unor întreruperi sau fluctuații ale rețelei.
- Reducerea impactului asupra mediului, prin diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră și a altor poluanți asociați producerii energiei din surse convenționale, contribuind la atingerea obiectivelor naționale și europene privind decarbonizarea.
- Creșterea gradului de independență energetică a autorității publice locale, cu efecte pozitive asupra stabilității financiare și asupra capacității de planificare bugetară pe termen lung.
- Crearea premiselor pentru constituirea unei comunități de energie, facilitând cooperarea între autoritatea locală, instituțiile publice, operatorii economici și cetățeni în vederea producerii, consumului și gestionării locale a energiei din surse regenerabile.
- Dezvoltarea competențelor instituționale în domeniul managementului energetic și al utilizării tehnologiilor inteligente de producere și stocare a energiei.
- Creșterea atractivității investiționale a localității, prin dezvoltarea unei infrastructuri energetice moderne și sustenabile, care poate stimula investițiile private și dezvoltarea economică locală.
- Îmbunătățirea calității serviciilor publice, prin asigurarea unei surse de energie mai stabile și mai fiabile pentru clădirile și serviciile publice.
- Promovarea tranziției către o economie verde, prin încurajarea utilizării energiei regenerabile și dezvoltarea unui model de consum responsabil la nivelul comunității.
- Creșterea gradului de conștientizare și implicare a comunității în domeniul eficienței energetice și al utilizării surselor regenerabile de energie, contribuind la dezvoltarea unei culturi energetice sustenabile.

Proiectul sprijină, de asemenea, tranziția către o economie cu emisii reduse de carbon, prin promovarea utilizării energiei din surse regenerabile și reducerea dependenței de combustibili fosili. Prin integrarea stocării energiei, se creează condiții mai favorabile pentru valorificarea energiei regenerabile și pentru reducerea impactului asupra mediului.

Implementarea investiției contribuie și la dezvoltarea tehnologică și modernizarea infrastructurii energetice locale, prin introducerea unor soluții inovatoare în domeniul stocării energiei. Aceasta poate avea efecte pozitive asupra capacității instituțiilor locale și a operatorilor de a adopta tehnologii moderne și de a gestiona eficient resursele energetice.

De asemenea, proiectul are un impact pozitiv asupra conștientizării și promovării utilizării eficiente a energiei, încurajând adoptarea unor practici sustenabile în gestionarea consumului de energie electrică la nivel local.

Nu în ultimul rând, investiția contribuie la alinierea la obiectivele strategice ale Uniunii Europene și ale României în domeniul energiei și schimbărilor climatice, privind creșterea ponderii energiei din surse regenerabile, îmbunătățirea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

În concluzie, chiar dacă aceste beneficii nu pot fi exprimate în mod direct în valori monetare, ele reprezintă avantaje semnificative pentru dezvoltarea sustenabilă a sistemului energetic și pentru creșterea calității serviciilor energetice la nivel local și regional.

S-au atribuit acestor beneficii valori estimative pentru perioada de exploatare, astfel rezultand urmatoarea analiza cost-eficacitate (ACE):

Indicator ACE	Scenariu 1	Scenariu 2
VNAF	4.044.320,77	3.385.639,06

RIRF	6,98%	6,47%
B/C	1,22	1,19

Raport cost-eficacitate – investitional

Raport cost-eficacitate			
Scenariu	Cost investitie	UM proiect [kWp]	lei/UM
Scenariu 1	15.438.835,95	780	19.793,38
Scenariu 2	15.737.646,32	780	20.176,47

Raport cost-eficacitate – total costuri actualizate

Raport cost-eficacitate			
Scenariu	Costuri cumulate si actualizate	UM proiect [kWp]	lei/UM
Scenariu 1	18.688.101	780	23.959,10
Scenariu 2	17.977.085	780	23.047,55

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

Analiza de senzitivitate studiază modul în care variația rezultatului numeric al unui proiect poate fi atribuită cantitativ unor surse diferite de variație a parametrilor de intrare (input) de bază. Astfel, aceasta asigură verificarea robusteții rezultatelor numerice ale unui proiect și, mai exact, subliniază riscurile majore ce pot afecta întregul ciclu al proiectului, începând cu implementarea acestuia.

Se recomanda identificarea unor variabile critice (valoarea investitiei, nivelul incasarilor (veniturilor) care pot influenta rezultatele proiectului si testarea analizei financiare prin modificarea cu acestor variabile.

Acest lucru se realizeaza prin:

- modificarea procentuala a unui set de variabile ale investitiei si apoi calcularea valorii indicatorilor de performanta financiara si economica;
- calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate;

Pentru ambele scenarii si ambele optiuni, s-au considerat urmatoarele ipoteze:

SCENARIUL OPTIMIST: VENITURILE CRESC CU 5%, INVESTITIA SCADE CU 5%,
COSTURILE DIN EXPLOATARE SCAD CU 5%

SCENARIUL PESIMIST: VENITURILE SCAD CU 5%, INVESTITIA CRESTE CU 5%,
COSTURILE DIN EXPLOATARE CRESC CU 5%

Valorile indicatorilor de performanță financiară obținute în cadrul analizei de senzitivitate sunt:

Indicator	Tipul	Scenariu optimist		Scenariu pesimist	
		Surse proprii	Grant	Surse proprii	Grant
VNAF	Scenariu 1	-575.279,52	15.114.577,16	-3.983.404,49	10.247.758,03
	Scenariu 2	-1.336.303,96	14.658.971,92	-4.558.724,43	9.949.462,30
RIRF	Scenariu 1	2,97%	#NUM!	0,19%	46,79%
	Scenariu 2	2,90%	#NUM!	0,39%	44,91%
B/C	Scenariu 1	0,93	1,85	0,76	1,52
	Scenariu 2	0,92	1,86	0,76	1,53

Obs: Valorile trecut in () cu rosu, reprezinta valori negative
#NUM! (imposibil de calculat)

- A formula uses a function that iterates, such as IRR or RATE, and it can't find a result.
- A formula results in a number that's too large or too small to be shown in Excel.

Din analiza rezultatelor se pot desprinde urmatoarele observatii:

Scenariile pesimiste reflecta o sensibilitate ridicata a investitiei pentru cresteri progresive ale platilor, insa nici scenariile optimiste nu au valori pozitive. O astfel de situatie semnifica faptul ca o crestere a costurilor fata de nivelul stabilit în scenariul de baza va afecta fezabilitatea financiara a investitiei. Totodata, costul cu investitia exercita o importanta influenta asupra indicatorilor financiari de eficienta a proiectului.

Inclusiv aplicand modificari asupra variabilelor critice, in ambele scenarii optimist si pesimist, valorile VNAF raman negative atat in Scenariul 1, cat si in Scenariul 2 in situatia valorii totale de investitii, ceea ce intareste concluzia ca proiectul nu se poate autosustine in perioada de timp analizata.

CONCLUZIILE ANALIZEI SI RECOMANDARI

Ca urmare a realizarii analizei financiare rezulta ca, in cazul ambelor scenarii, investitia nu este sustenabila financiar din punct de vedere static si din punct de vedere dinamic, intrucat inregistreaza un flux de numerar actualizat negativ actualizat in cadrul Optiunii 1 (surse proprii). Rezultatele analizei financiare a proiectului reflecta nefezabilitatea acestuia in conditiile in care nu se apeleaza la finantari neramburabile aferente cheltuielilor de investitii. Valorile obtinute pentru indicatorii RIRF/C, VNAF/C sunt necorespunzatoare, insa RIRF/K, VNAF/K si raportul cost beneficiu demonstreaza ca investitia va genera flux de numerar pozitiv la sfarsitul perioadei de referinta in cazul ambelor scenarii, daca se apeleaza la grant. Altfel spus, proiectul nu poate fi implementat fara sprijin financiar, beneficiarul avand incapacitatea financiară de a susține aceste costuri.

Indicator	Tipul	Situatia de baza	
		Surse proprii	Grant
VNAF	Scenariu 1	-2.285.327,72	12.657.392,93
	Scenariu 2	-2.944.009,42	12.289.586,65
RIRF	Scenariu 1	2,15%	198,87%
	Scenariu 2	1,63%	190,01%
B/C	Scenariu 1	0,84	1,68
	Scenariu 2	0,84	1,68

Din tabelul centralizator al indicatorilor de performanta, rezulta ca, in cazul Scenariului 1, investitia nu este pe deplin sustenabila financiar in varianta finantarii din surse proprii, intrucat inregistreaza un flux de numerar actualizat negativ, deși diferența față de pragul de rentabilitate este mai redusă decât in cazul celui de al doilea scenariu. Acest aspect indica o atractivitate financiara redusa in lipsa sprijinului nerambursabil.

In conditiile accesarii finantarii nerambursabile, Scenariul 1 devine sustenabil financiar, indicatorii de performanta avand valori favorabile si demonstrand fezabilitatea proiectului pe perioada de referinta. Investitia urmeaza a se recupera la sfarsitul perioadei de referinta aleasa pentru analiza. Rezultatele analizei financiare pe perioada de referinta de 18 ani vor fi pozitive, in conditiile in care se apeleaza la finantare nerambursabila,

Pe de alta parte, si Scenariul 2 prezinta valori negative ale fluxului de numerar actualizat in cadrul Optiunii 1 (surse proprii). Comparativ, Scenariul 2 prezintă performanțe financiare inferioare. În cazul finanțării din surse proprii, valorile sunt negative, ceea ce indică nesustenabilitate financiară. Chiar și în varianta cu grant, deși indicatorii devin pozitivi (aceștia sunt inferiori celor aferenți Scenariului 1). Valorile indicatorilor sunt corespunzatoare in cazul Optiunii 2, ceea ce demonstreaza ca proiectul se va putea sustine doar apeland la un ajutor finaciar nerambursabil, alegand acest Scenariu.

În concluzie, Scenariul 1 reprezintă opțiunea optimă, având cei mai buni indicatori financiari, în special în condițiile accesării finanțării nerambursabile, care asigură profitabilitatea și sustenabilitatea investiției pe termen lung.

Se are în vedere impactul pozitiv al proiectului ca urmare a beneficiilor care se vor crea datorita realizării obiectivului propus:

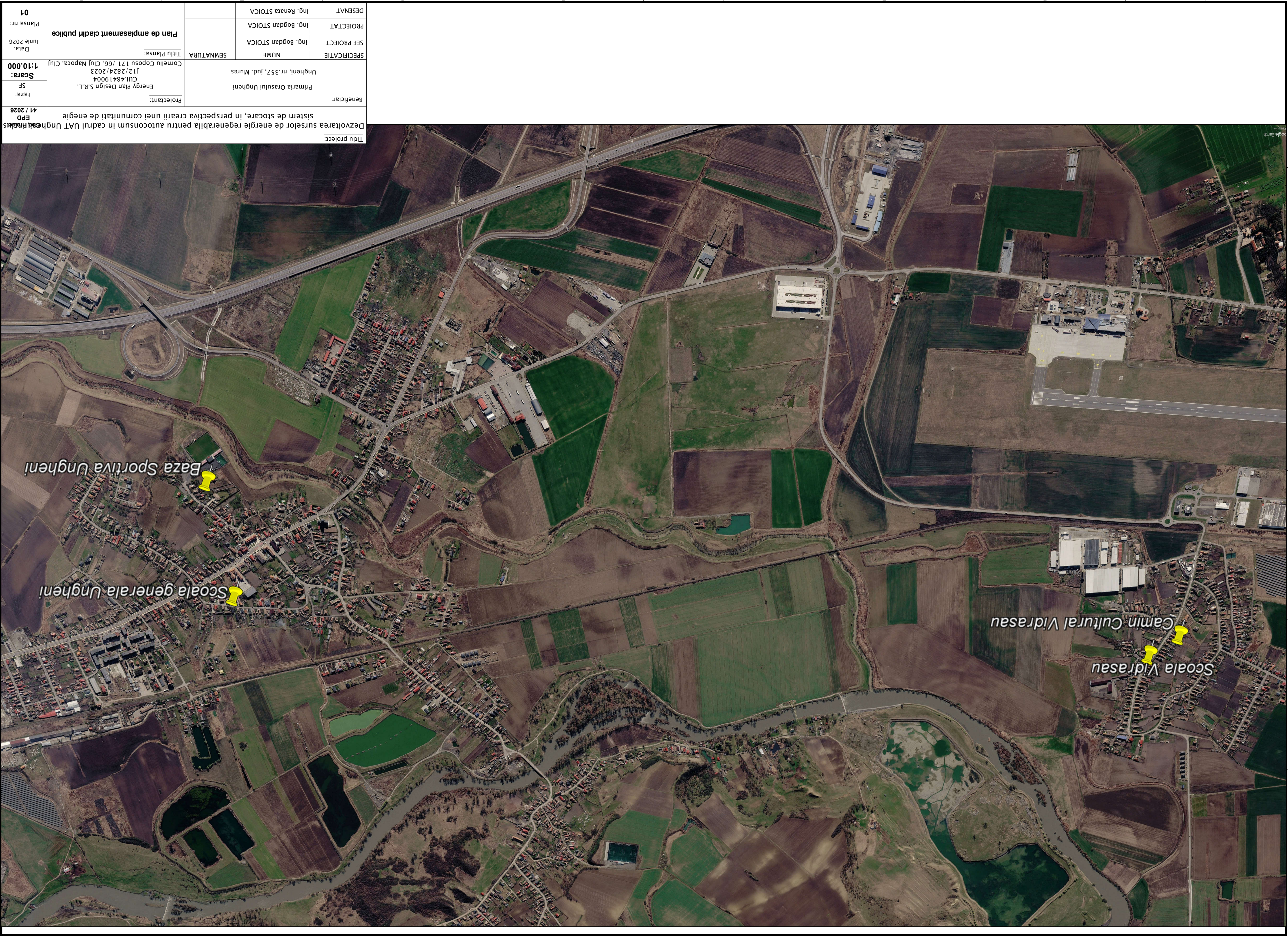
- creșterea gradului de independență energetică a UAT Ungheni prin producerea energiei electrice din surse regenerabile destinate autoconsumului;
- reducerea consumului de energie electrică achiziționată din Sistemul Energetic Național și diminuarea expunerii la fluctuațiile prețurilor din piața energiei;
- reducerea cheltuielilor de funcționare ale autorității publice locale și ale instituțiilor publice beneficiare, ca urmare a economiilor realizate la costurile cu energia electrică;
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a impactului asupra mediului prin înlocuirea energiei provenite din surse convenționale cu energie produsă din surse regenerabile;
- creșterea rezilienței energetice prin implementarea sistemelor de stocare, care permit optimizarea consumului și asigurarea continuității alimentării cu energie în situații de perturbare a rețelei;
- îmbunătățirea eficienței energetice și optimizarea managementului consumului de energie la nivelul infrastructurii publice;
- crearea premiselor tehnice și organizatorice pentru constituirea unei comunități locale de energie, în conformitate cu obiectivele politicilor europene și naționale privind tranziția energetică;
- dezvoltarea unei infrastructuri energetice moderne și sustenabile, capabile să susțină dezvoltarea economică locală și să crească atractivitatea investițională a comunei;
- creșterea gradului de conștientizare a comunității cu privire la utilizarea surselor regenerabile de energie și la importanța unui consum responsabil de energie.

În concluzie, chiar dacă din punct de vedere financiar - luând în considerare investiția maximă, fără sprijin financiar - această investiție nu generează valori pozitive, din punct de vedere al beneficiilor mai sus menționate, această investiție se impune a fi realizată.

Proiectul devine fezabil din punct de vedere financiar pe întreaga perioadă de referință în condițiile accesării finanțării nerambursabile și trebuie avut în vedere faptul că, în varianta finanțării din surse proprii, acesta înregistrează dificultăți în susținerea fluxurilor de numerar, în special în perioada de execuție și în primii ani de implementare. Astfel, pentru asigurarea unui echilibru financiar și pentru generarea unui cashflow pozitiv într-un interval cât mai scurt, este necesar sprijinul financiar nerambursabil.

Totodată, din punct de vedere socio-economic, investiția se justifică pe deplin, având în vedere beneficiile indirecte generate la nivelul comunității locale, precum și impactul pozitiv pe termen lung la nivel județean și național, iar recomandarea este Scenariul 1.

Întocmit,
Ing. Pinteș Madalina-Cristiana



Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheș			
EPD		41 / 2026			
Faza:		SF			
Scara:		1:10.000			
Data:		Iunie 2026			
Plansa nr:		01			
Beneficiar:		Primaria Orasului Ungheeni			
		Ungheni, nr.357, jud. Mures			
		NUME			
		SEMNAȚURA			
		Titlu Plansa:			
SPECIFICATIE		Corneliu Coposu 171 / 66, Cluj Napoca, Cluj			
		J12/2824/2023			
		CUI:48419004			
		Energy Plan Design S.R.L.			
		Proiectant:			
SEMNAȚURA		Ungheni, nr.357, jud. Mures			
NUME		Ungheni, nr.357, jud. Mures			
SEF PROIECT		ing. Bogdan STOICA			
PROIECTAT		ing. Bogdan STOICA			
ing. Renata STOICA		ing. Renata STOICA			

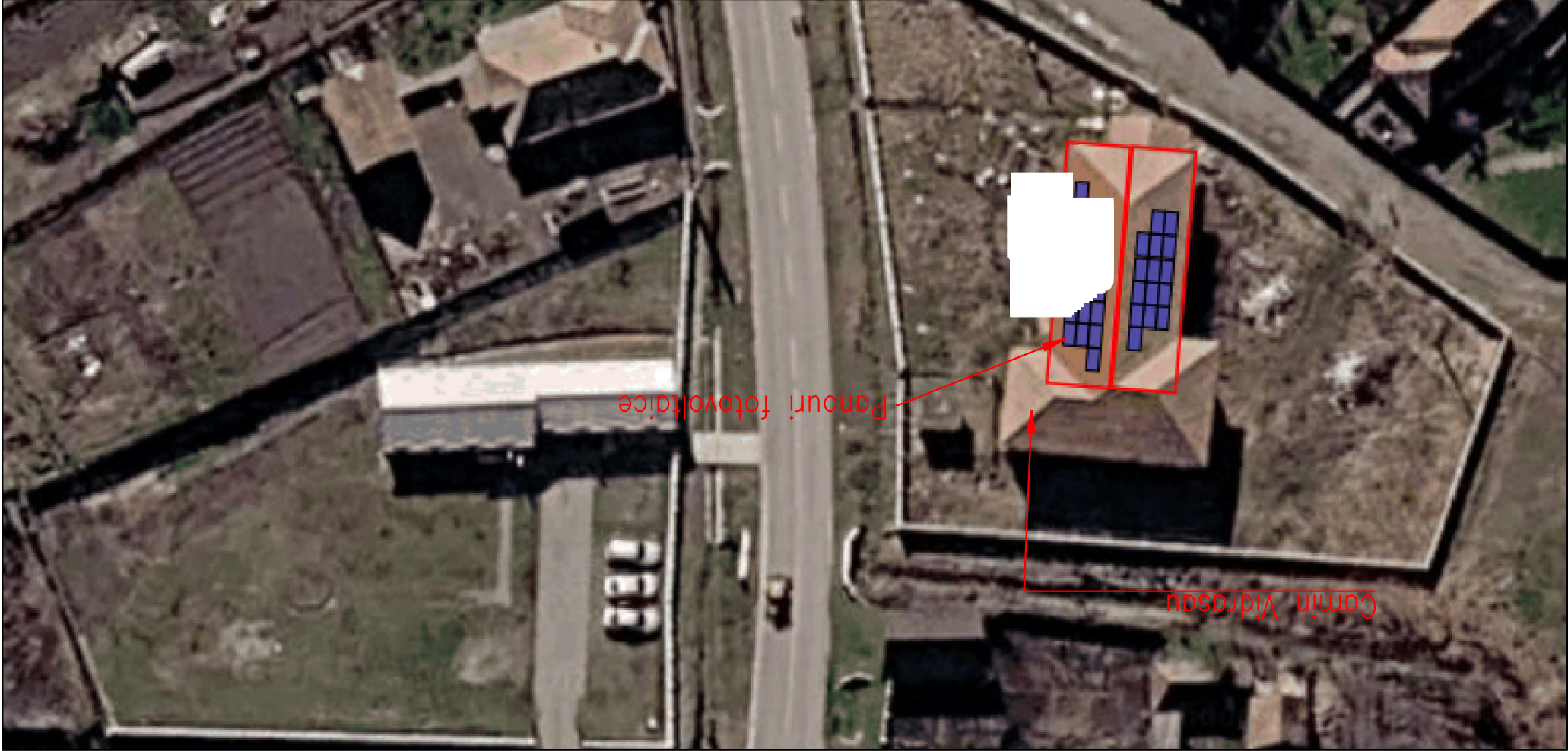


Notă: Tabloul general aferent inventoarelor se va amplasa în zona tabloului general existent al obiectivului. În cadrul acestui tablou se vor realiza conexiunile aferente inventoarelor fotovoltaice și se vor integra bateriile de stocare, conform soluției tehnice prevăzute în proiectul de execuție.

Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheeni inclusiv	
EPD		41 / 2026	
Faza:		SF	
Data:		Iunie 2026	
Plansa nr:		02	
Beneficiar:		Primaria Orasului Ungheeni	
Ungheni, nr.357, jud. Mures		Proiectant:	
Energy Plan Design S.R.L.		CUI:48419004	
J12/2824/2023		Corneliu Coposu 171 /66, Cluj Napoca, Cluj	
SEMNAȚURA		Titlu Plansa:	
SPECIFICATIE		NUME	
SEF PROIECT		ing. Bogdan STOICA	
PROIECTAT		ing. Bogdan STOICA	
DESENAT		ing. Renata STOICA	

Scuola Generale Ingegn...

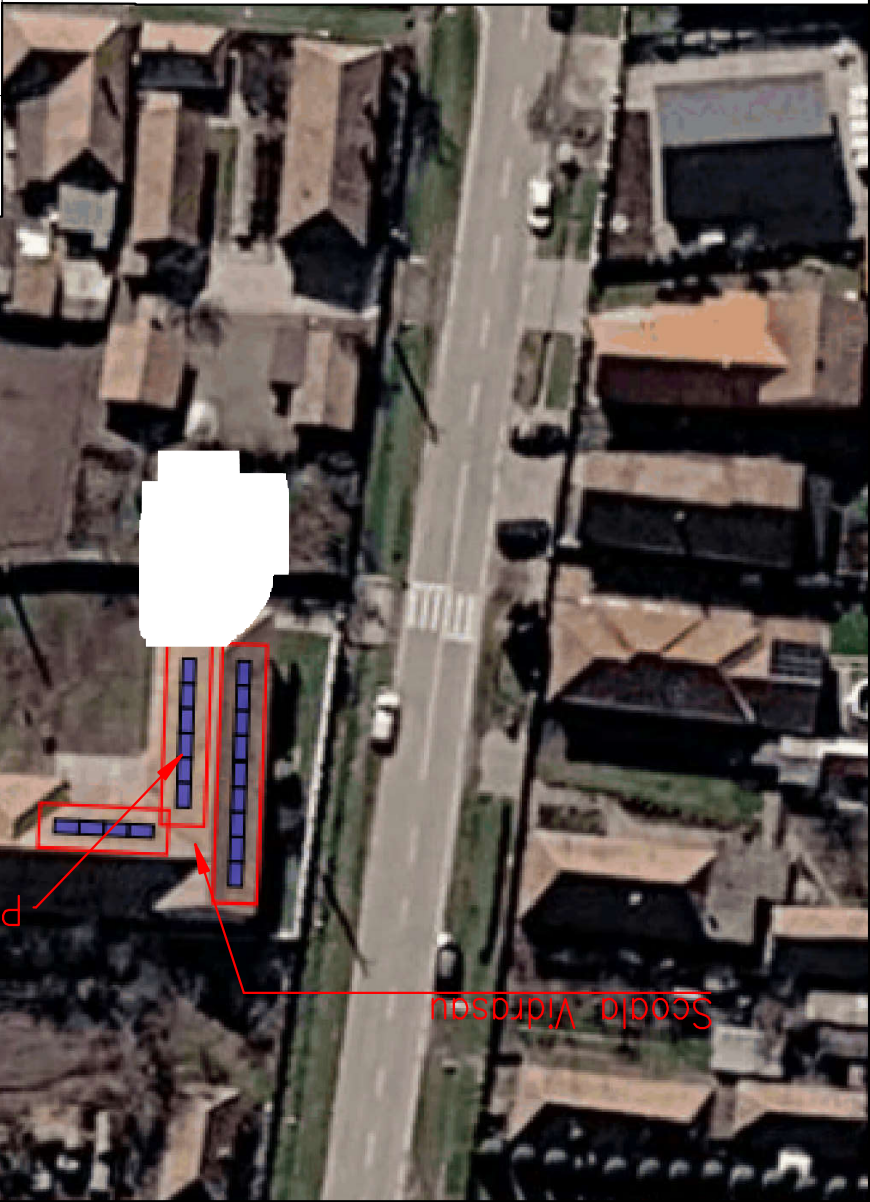
Pannelli Solari



Notă: Tabloul general aferent invertoarelor se va amplasa în zona tabloului general existent al obiectivului. În cadrul acestui tablou se vor realiza conexiunile aferente invertoarelor fotovoltaice și se vor integra bateriile de stocare, conform soluției tehnice prevăzute în proiectul de execuție.

Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum în cadrul UAT Ungheeni în cadrul EPD 41 / 2026	
Beneficiar:		Proiectant:	
Primăria Orasului Ungheeni		Energy Plan Design S.R.L.	
Ungheeni, nr.357, jud. Mures		CUI:48419004	
		J12/2824/2023	
		Corneliu Coposu 171 / 66, Cluj Napoca, Cluj	
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	
SEF PROIECT	ing. Bogdan STOICA		
PROIECTAT	ing. Bogdan STOICA		
DESENAT	ing. Renata STOICA		
Titlu planșă:		Plan de situație Căminul Cultural Vidrasau	
Faza:		Scara:	
SF		1:1000	
Data:		Iunie 2026	
Planșa nr.:		04	

Notă: Tabloul general aferent inventoarelor se va amplasa în zona tabloului general existent al obiectivului. În cadrul acestui tablou se vor realiza conexiunile aferente inventoarelor fotovoltaice și se vor integra bateriile de stocare, conform soluției tehnice prevăzute în proiectul de execuție.

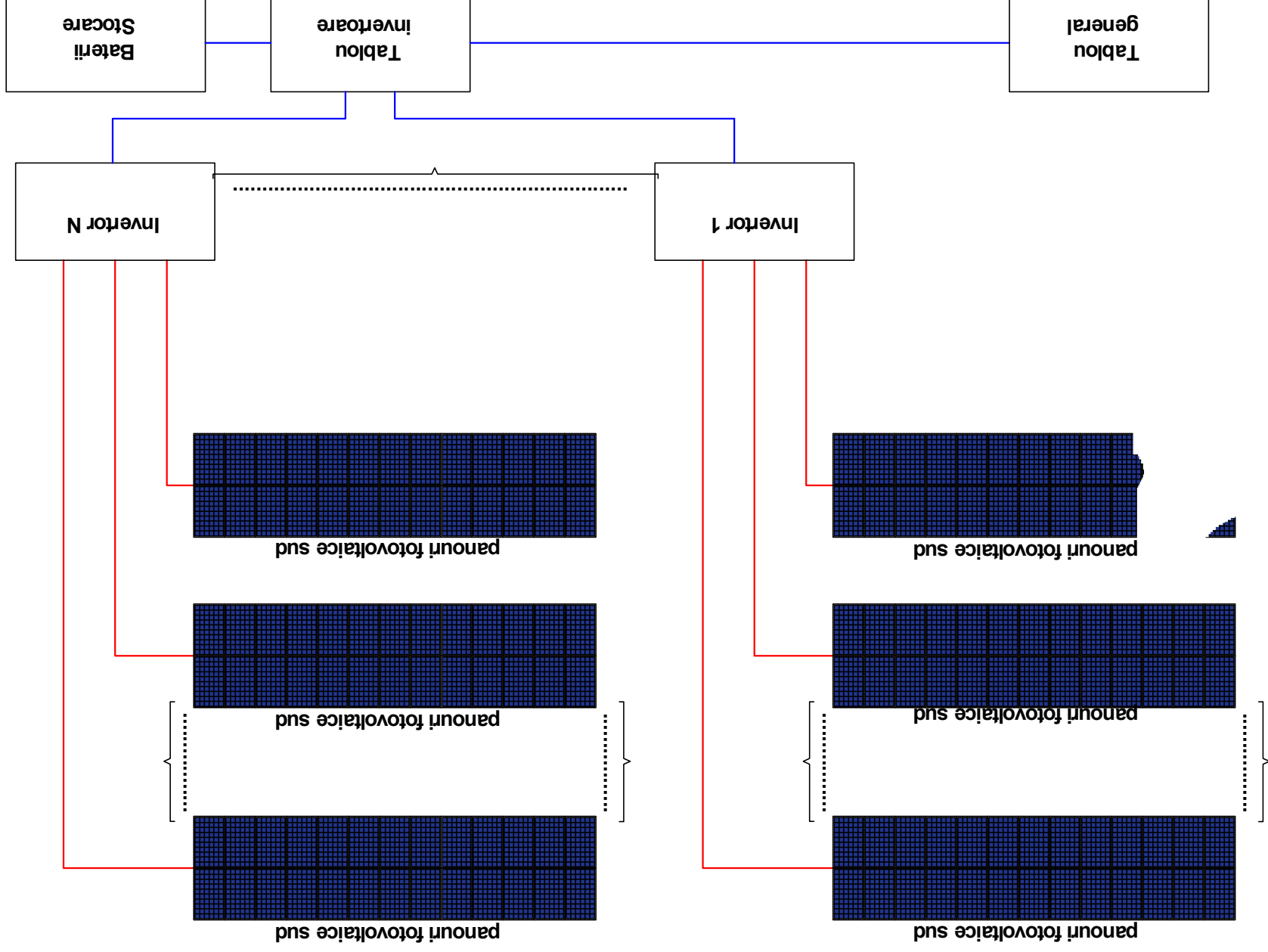


Beneficiar:	Primăria Orașului Ungheeni	Ungheeni, nr.357, Jud. Mures	SEMNAȚURA
SPECIFICATIE	NUME	ing. Bogdan STOICA	
SEF PROIECT	ing. Bogdan STOICA		
PROIECTAT	ing. Bogdan STOICA		
DESENAT	ing. Renata STOICA		

Titlu proiect:	Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheeni	Proiectant:	Energy Plan Design S.R.L. CUI:48419004 J12/2824/2023 Corneliu Coposu 171 / 66, Cluj Napoca, Cluj
Faza:	SF	Scara:	1:1000
Data:	Iunie 2026	Planșa nr.:	05

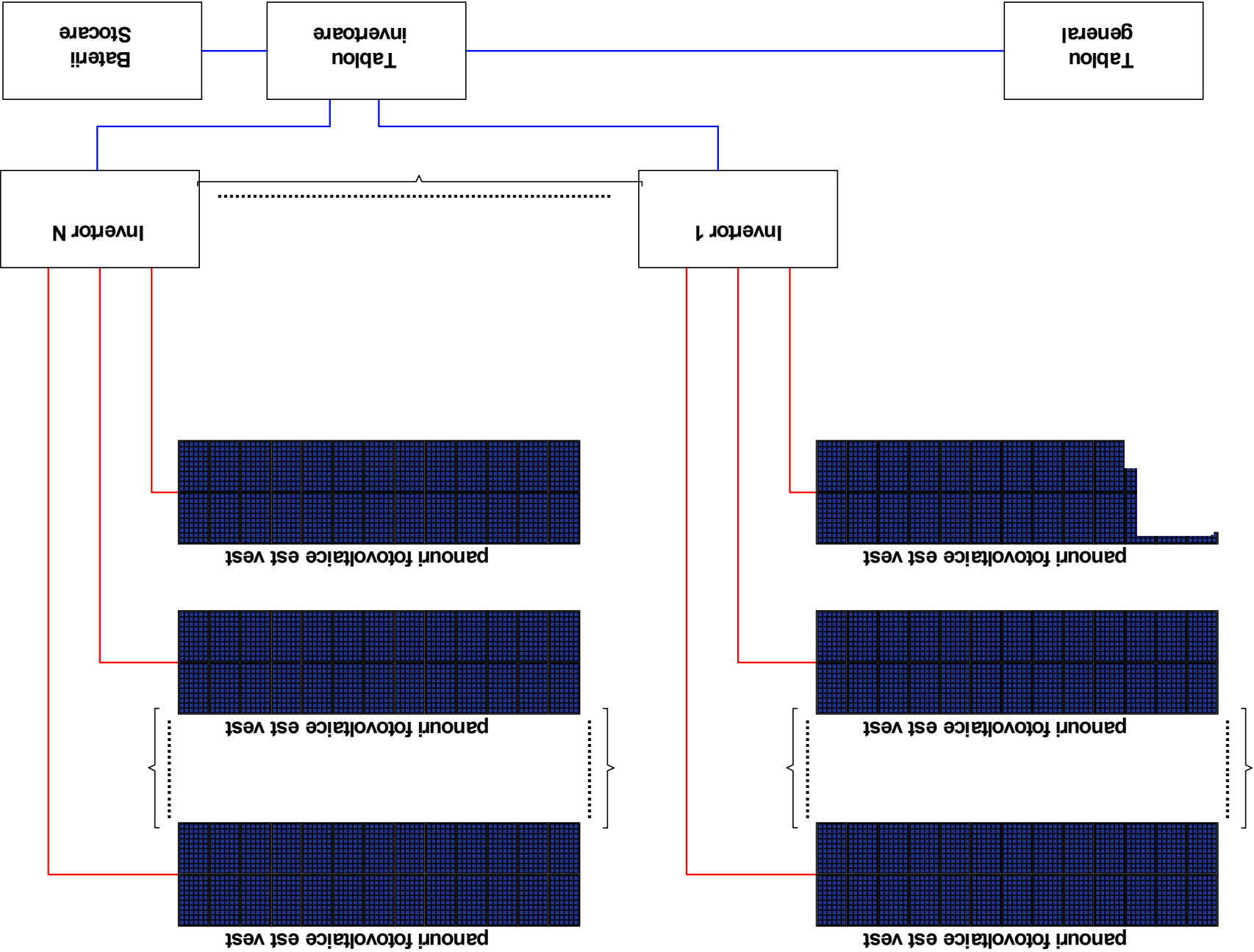


Varianța 1



Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheeni, comuna v. Căminuș, județul Mehedinți			
Beneficiar:		Primăria Orasului Ungheeni Ungheeni, nr.37, jud. Mures			
SPECIFICATIE		NUME	SEMNATURA		
SEF PROIECT		ing. Bogdan STOICA			
PROIECTAT		ing. Bogdan STOICA			
DESENAT		ing. Renata STOICA			
Schema de principiu		Titlu Plansa:			
Varianta 1		Proiectant:			
Energia Plan Design S.R.L.		Corneliu Coposu 171 / 66, Cluj Napoca, Cluj			
CUI:48419004		J12/2824/2023			
Scara:		-			
Faza:		SF			
Data:		Iunie 2026			
Plansa nr.:		06			

Varianța 2



Legenda:

- cablu electric c.c.
- cablu electric c.a

Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheeni, proiect finantat prin Fondul de Dezvoltare Regionala	
Beneficiar:		Primaria Orasului Ungheeni	
SPECIFICATIE		NUME	SEMNATURA
SEF PROIECT		ing. Bogdan STOICA	
PROIECTAT		ing. Bogdan STOICA	
DESENAT		ing. Renata STOICA	
Titlu proiect:		Dezvoltarea surselor de energie regenerabila pentru autoconsum in cadrul UAT Ungheeni, proiect finantat prin Fondul de Dezvoltare Regionala	
Proiectant:		Energy Plan Design S.R.L.	
CUI:48419004		J12/2824/2023	
Scara:		-	
Faza:		SF	
Data:		Iunie 2026	
Plansa nr:		07	

Schema de principiu

Varianța 2