

ANALIZĂ PRIVIND FEZABILITATEA ECONOMICĂ ȘI SOCIALĂ A UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA BUTENI

**Cercetare realizată în cadrul proiectului *EMERGE -
Romania: EMpowering Communities for EneRGy
Transition towards Carbon NEutrality in Romania***

Februarie 2025

Cu sprijinul

The logos for the funding organizations are represented by stylized bar charts. Iceland is shown with three bars of increasing height. Liechtenstein is shown with two bars of equal height. Norway is shown with two bars of equal height.
Iceland
Liechtenstein
Norway grants

CUPRINS

CUVÂNT ÎNAINTE.....	4
I. PROFILUL SOCIAL, DEMOGRAFIC ȘI ECONOMIC AL COMUNEI BUTENI.....	5
II. PROFILUL ENERGETIC AL COMUNEI BUTENI ȘI VULNERABILITĂȚILE ENERGETICE ALE ACESTEIA. PERSPECTIVA SĂRĂCIEI ENERGETICE ȘI CONSUMATORILOR VULNERABILI.	11
III. NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA BUTENI.....	20
IV. ALINIAREA INVESTIȚIEI CU CONTEXTUL EUROPEAN ȘI NAȚIONAL AL COMUNITĂȚILOR DE ENERGIE.....	21
V. ALINIAREA CU STRATEGIA DE DEZVOLTARE A COMUNEI BUTENI	22
VI. SCENARIUL CU PRIVIRE LA DEZVOLTAREA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA BUTENI.....	23
A. SCENARIUL 1	23
B. SCENARIUL 2	23
VII. ANALIZA PARAMETRIILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI I.....	24
A.1. Scenariul S1-PV.....	24
A.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	26
A.1.2. Analiza indicatorilor economici	27
A.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității	28
A.1.4. Analiza de risc	29
A.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității	30
A.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5.....	32
A.2. Scenariul S1-BESS.....	34
A.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	35
A.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S1 - BESS	37
A.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5.....	39
VIII. ANALIZA PARAMETRIILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI II	41
B.1. Scenariul S2 - PV.....	41
B.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	42
B.1.2. Analiza indicatorilor economici.....	44

B.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității.....	45
B.1.4. Analiza de risc pentru scenariul	45
B.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității	47
B.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	49
B.2. Scenariul S2-BESS.....	50
B.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	52
B.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S2 - BESS.....	54
B.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	56
IX. ANALIZA ASPECTELOR SOCIALE LEGATE DE CREAREA ȘI DEZVOLTARE UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA CRUCEA	58
X. EXPUNEREA COMUNITĂȚII DE ENERGIE LA RISCURI FINANCIARE ÎN CONTEXTUL RESPONSABILITĂȚII CU PRIVIRE LA ECHILIBRARE	75
<i>Sistem de echilibrare</i>	76
<i>Evoluția pieței de echilibrare în România</i>	77
<i>Estimarea costurilor de echilibrare</i>	79
<i>Estimarea costurilor de echilibrare la nivelul comunității energetice</i>	80
<i>Costuri de rețea</i>	82
XI. Concluzii	86
XII. ANEXE	87
<i>Termeni și variabile utilizate.....</i>	87
XIII. Referințe și bibliografie	95

CUVÂNT ÎNAINTE

Comunitățile de energie sunt esențiale pentru tranziția către energie curată și permit acțiuni colective și bazate pe inițiativa cetățenilor. Acestea permit comunităților locale să colaboreze și să investească în energie regenerabilă, contribuind astfel la obiectivul politică al Planului REPowerEU de a înființa o comunitate de energie în fiecare municipiu cu o populație de peste 10.000 de locuitori până în 2025.

În cadrul **EMERGE**, ne-am propus să consolidăm cooperarea și să creștem cunoașterea reciprocă între 6 parteneri din România și Smart Innovation Norway, prin dezvoltarea unor modele standardizate și fezabile pentru înființarea și accelerarea comunităților de energie. Obiectivul principal a fost realizat pe parcursul a 5 luni de implementare a proiectului și continuă și dincolo de finalizarea acestuia.

Activitățile desfășurate au fost structurate în mai multe etape esențiale. În primul rând, am organizat un atelier bilateral de schimb de cunoștințe în Alba Iulia, cu scopul de a întări colaborarea dintre partenerii români și norvegieni din cadrul consorțiului EMERGE, cu un accent deosebit pe comunitățile de energie. De asemenea, am elaborat un raport tehnic și de politică despre „Comunitățile de energie din Norvegia, studii de caz și bune practici”, realizat de Smart Innovation Norway, care a oferit informații valoroase privind formele organizaționale, principiile de operare și cele mai bune practici ale comunităților și cooperativelor de energie din Norvegia.

Un alt pas important a fost crearea unei baze de date cu privire la comportamentul energetic și consumul de energie al utilizatorilor finali, precum și caracteristicile fundamentale ale gospodăriilor din cele trei comunități țintă ale proiectului (Buteni, Crucea, Alba Iulia), realizată pe baza unor date statistice agregate și a unui chestionar complex aplicat direct unui eșantion de 400 de persoane.

În plus, au fost realizate trei studii tehnice care au descris modele tehnice pentru comunitățile de energie adaptate la cazurile pilot EMERGE, evaluând cerințele de infrastructură și soluțiile tehnologice pentru înființarea acestora în locațiile selectate. Fiecare studiu a inclus o soluție personalizată de Net Virtual Metering, ce poate fi extinsă la nivel național pentru dezvoltarea comunităților de energie.

Nu în ultimul rând, am realizat trei studii economice, fiecare pentru o municipalitate țintă, care au evaluat viabilitatea financiară și beneficiile economice potențiale ale implementării comunităților de energie în aceste orașe, construind scenarii financiare pentru fiecare comunitate în parte. Prezentul material reprezintă studiul economic pentru comuna Buteni. La elaborarea acestuia au participat: Lector Univ. Dr. Corina Murafa (Coordonator), Conferențiar Univ. Dr. Simona Goia (responsabilă pentru partea de analiză socială), Prof. Univ. Dr. Adela Bâra și Prof. Univ. Dr. Simona Oprea (responsabile pentru modelarea economică), Drd. Iulia Ciurea (responsabilă pentru analiza sărăciei energetice și pentru formatare vizuală), Dl. Andrei Ilaș (responsabil pentru analiza costurilor cu echilibrarea), Dl. Cristian Bușu (responsabil pentru engagement-ul stakeholderilor).

În paralel, am dezvoltat un set de instrumente de comunicare, inclusiv broșuri destinate factorilor de decizie naționali, primarilor locali și cetățenilor interesați să inițieze un astfel de proiect în comunitățile lor.

I. PROFILUL SOCIAL, DEMOGRAFIC ȘI ECONOMIC AL COMUNEI BUTENI

Comuna Buteni face parte din județul Arad, una dintre cele mai semnificative regiuni din punct de vedere istoric și cultural din România, cunoscută pentru patrimoniul său bogat, tradițiile vibrante și locația strategică în partea de vest a țării. Comuna Buteni, situată în cadrul acestui județ, reflectă caracterul rural al regiunii, iar este situată la aproximativ 72 de kilometri (aproximativ 1h și 15m de mers cu mașina) de orașul Arad. În plus, este un important centru meșteșugăresc. În administrarea sa se află patru sate, respectiv Buteni (reședința comunei), Berindia, Cuied și Păulian. În ceea ce privește dimensiunea, comuna Buteni se întinde pe aproximativ **96,67 km²**, fiind de aproximativ **1,33 ori mai mare** decât comuna medie de 72,63 km² întâlnită în România.

La recensământul din 2021, comuna Buteni avea o populație de **3262 de** locuitori, situându-se pe locul 1075 din cele 2861 de comune din România în ceea ce privește mărimea populației. Pentru referință, dimensiunea medie a unei comune din punct de vedere al numărului de locuitori este de 3393, ceea ce înseamnă că Buteni, cu 3262 de locuitori, se situează **ușor sub** media națională. Figura 3 prezintă distribuția pe vârste a populației din Buteni ca procent din populația totală pentru anul 2021. Cea mai mare grupă de vârstă din Buteni este 50-59 de ani, cuprinzând 492 de rezidenți (15,08% din total), în timp ce cea mai mică este grupa de vârstă 80+, cu 156 de rezidenți (4,78%). În special, 58,43% din populație se încadrează în intervalul de vârstă 0-49 de ani, ușor sub media națională de 60%, în timp ce intervalul de vârstă 50-80+ reprezintă 41,57%, depășind media națională de 40%. Acest lucru reflectă o populație cu o **vârstă medie mai înaintată** în comparație cu media națională. În plus, grupa de vârstă 0-9 ani reprezintă 9,84% din populație, mai mică decât media națională de 10,4% (Populația.ro, 2021).

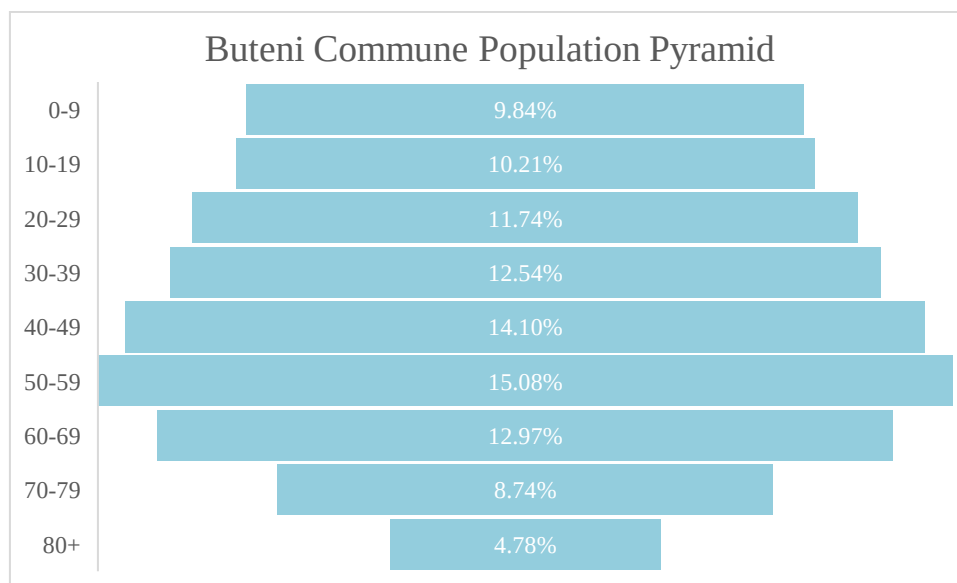


Figura 1. Piramida populației comunei Buteni (2021)

Sursă: Elaborare proprie pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021)

Conform datelor din administrația locală (2024) a comunei, Buteni are un total de **1441** de gospodării. Numărul mediu de gospodării pe comună în România este de aproximativ 3351, conform datelor recensământului din 2021, ceea ce plasează Buteni la aproximativ 43% din media națională. Acest lucru evidențiază o **densitate a populației** sau o dimensiune a așezării **mai mică** comparativ cu standardul național. În timp ce media națională a suprafeței locuibile pe persoană este de aproximativ 24,40 metri pătrați, Buteni prezintă o **valoare** semnificativ **mai mare de 53,02 metri pătrați**. Aceasta înseamnă că suprafața medie pe persoană în Buteni este **cu 217% mai mare** decât media națională. Locuitorii comunei beneficiază de spații de locuit pe persoană mult mai mari în comparație cu media națională, diferența substanțială datorându-se dimensiunii medii relativ mari a locuinței (120 de metri pătrați) și densității scăzute a populației din comună. Acest lucru poate prezenta riscuri din perspectiva accesibilității energiei, deoarece încălzirea suprafețelor mai mari este mai costisitoare. Este, de asemenea, un semnal al oportunității unei comunități energetice, deoarece aceasta ar ușura povara facturii de energie în comunitate. Indicatorul pentru numărul mediu de persoane pe locuință în Buteni este de aproximativ **2,26**, o valoare mai mare decât cea națională (1,99), dar **mai mică** decât mediile rurale (2,71) și ale Regiunii Vest (2,37). Din nou, acest indicator arată un risc mai mare de sărăcie energetică la nivelul comunei. Dimensiunea medie a locuinței de 120 de metri pătrați este peste media rurală din România de 70,4 metri pătrați, ceea ce arată o infrastructură de locuit relativ bine dezvoltată, caracterizată prin locuințe mai mari cu mai puțini ocupanți. Astfel de condiții sunt comune în zonele rurale cu populație îmbătrânită și gospodării mai mici din cauza scăderii ratei natalității și a migrației tinerilor. Acest număr mediu scăzut de persoane pe locuință în Buteni, combinat cu dimensiunea medie relativ mare a locuințelor, ar putea avea mai multe implicații în ceea ce privește sărăcia energetică, cum ar fi un consum mai mare de energie pe cap de locuitor și ineficiența energetică. Acest lucru este posibil deoarece locuințele mai mari cu mai puțini ocupanți tind să aibă nevoi energetice pe cap de locuitor mai mari, deoarece încălzirea, iluminatul și alte utilități nu sunt distribuite între mai multe persoane. Să nu mai vorbim de faptul că, în cazul în care aceste locuințe mai mari sunt mai vechi și nu sunt bine izolate, ineficiența energetică poate agrava sărăcia energetică, în special pentru populația în vârstă care poate avea resurse financiare limitate.

Tabelul 1. Compararea indicatorilor privind locuințele: Buteni vs. România (Proporții și diferențe)

Metric	Buteni	România	Proporție (Buteni/România)	Diferență (%)
Numărul mediu de gospodării pe comună	1441	3351	43%	-57%
Suprafața medie locuibilă pe persoană (m ²)	53.02	24.40	217%	+117.3%
Număr mediu de persoane pe locuință	2.26	1.99	114%	+13.6%

Sursă: Elaborare proprie pe baza datelor furnizate de administrația locală din Buteni și Institutul Național de Statistică (2024)

Economia comunei Buteni a fost înrădăcinată în mod tradițional în agricultură, la fel ca în cazul fundamentului economic istoric al multor comunități rurale din România. Având un rol central în conturarea identității comunei (Strategia de dezvoltare locală a comunei Buteni, 2021), influențând practicile culturale și utilizarea terenurilor, activitatea agricolă este încă prezentă în zonă, iar pentru

unele gospodării reprezintă o sursă suplimentară de venit. populația comunei este angajată în industria prelucrătoare, construcții și activități comerciale, mai degrabă decât în agricultură. Această schimbare în tendințele de ocupare a forței de muncă sugerează că Buteni a trecut printr-o tranziție economică, îndepărtându-se de rădăcinile sale agrare și orientându-se către o economie mai diversificată.

Numărul total de întreprinderi care desfășoară activități în comuna Buteni este de 90 (LF, 2023), angajate în principal în producție, construcții, activități comerciale, agricultură, transport și turism. Având în vedere că populația comunei Buteni este de 3262 de persoane, aceasta înseamnă o întreprindere la fiecare 36,24 de locuitori. Prin comparație, în mediul rural al județului Arad, care are o populație de 188 407 persoane (INS, 2021), există 6463 de întreprinderi (LF, 2023), ceea ce înseamnă **o întreprindere pentru fiecare 29,15 locuitori**. Acest lucru indică faptul că, în Buteni, fiecare afacere deservește cu **7,11 mai multe persoane** comparativ cu media rurală din județul Arad. Densitatea relativ scăzută a întreprinderilor din Buteni arată dificultăți în promovarea antreprenoriatului și a creșterii economice în comună. Cu toate acestea, prezența unor sectoare diverse, cum ar fi industria prelucrătoare, agricultura și comerțul, sugerează un potențial considerabil pentru investiții specifice și inițiative de dezvoltare pentru a stimula activitatea economică locală și oportunitățile de afaceri.

Cu o populație rezidentă totală de 3262 persoane, populația activă a comunei reprezintă 1314 persoane, reprezentând 40,3% din populația totală (INS, 2021). Dintre acestea, 1 262 de persoane sunt angajate, ceea ce înseamnă o rată de ocupare a forței de muncă de 96% în cadrul populației active, ceea ce arată capacitatea economiei locale de a oferi locuri de muncă pentru aproape întreaga sa forță de muncă. Șomajul, deși relativ scăzut, afectează 52 de persoane, reprezentând 4% din populația activă. Pe cap de locuitor, aceasta corespunde **unei persoane angajate la fiecare 2,59 rezidenți**. Participarea la forța de muncă în Buteni poate fi considerată **moderată sau scăzută** dacă este privită în contextul populației active ca proporție din populația totală, care este de 40,3%. Mai puțin de jumătate din locuitorii comunei fac parte din forța de muncă, o cifră des întâlnită în zonele rurale cu populație îmbătrânită și niveluri ridicate de dependență demografică. Totuși, rata ridicată de ocupare a forței de muncă din Buteni reflectă o piață a muncii relativ stabilă. Aceste cifre contrastante indică faptul că comuna are nevoie de o participare economică mai largă și de oportunități pentru a asigura durabilitatea pe termen lung.

După cum se arată în Figura 2, din totalul populației ocupate, majoritatea lucrează în industria prelucrătoare (37,1%), urmată de comerțul cu ridicata și cu amănuntul; repararea autovehiculelor și motocicletelor (12,7%), construcții (12%), agricultură, silvicultură și pescuit (6,6%) și altele (31,6%), conform datelor de la Institutul Național de Statistică (2021). Buteni are o proporție substanțială a populației ocupate care lucrează în industria prelucrătoare (37,1%), care este ușor mai mică decât media rurală a județului Arad (39,9%), dar semnificativ mai mare decât media rurală națională (19,4%). Industria prelucrătoare (blană, piele, lemn, mobilă, beton, plastic, produse sanitare, electricitate) este principala activitate economică din comună, consolidând profilul acesteia ca **economie industrială și orientată spre servicii, mai degrabă decât agrară**. Această observație este susținută și de datele comunei privind ocuparea forței de muncă în agricultură, care, la 6,6%, este semnificativ mai mică atât decât media rurală a județului Arad (11,2%), cât și decât media rurală națională (23%). Trecerea către alte sectoare economice ar putea însemna șanse mai mari pentru o comunitate energetică, dată fiind posibilitatea creșterii veniturilor disponibile. Capitalul social poate fi, de asemenea, mai ridicat în astfel de medii, deoarece

sectoarele de ocupare variate pot crea rețele și colaborări mai largi între rezidenți. Ocuparea forței de muncă în comerț în Buteni (12,7%) este aproape egală cu media rurală a județului Arad (12,2%), dar ușor sub media rurală națională (13,9%). Sectorul comerțului din Buteni este moderat dezvoltat și se aliniază îndeaproape cu tendințele județului. În cazul construcțiilor, Buteni prezintă o rată de ocupare de 12%, care este semnificativ mai mare decât media rurală a județului Arad (8,6%) și se aliniază îndeaproape cu media rurală națională (12,4%). Construcțiile par a fi un sector relativ bine dezvoltat în Buteni, cu potențial de a stimula în continuare creșterea economică a comunei

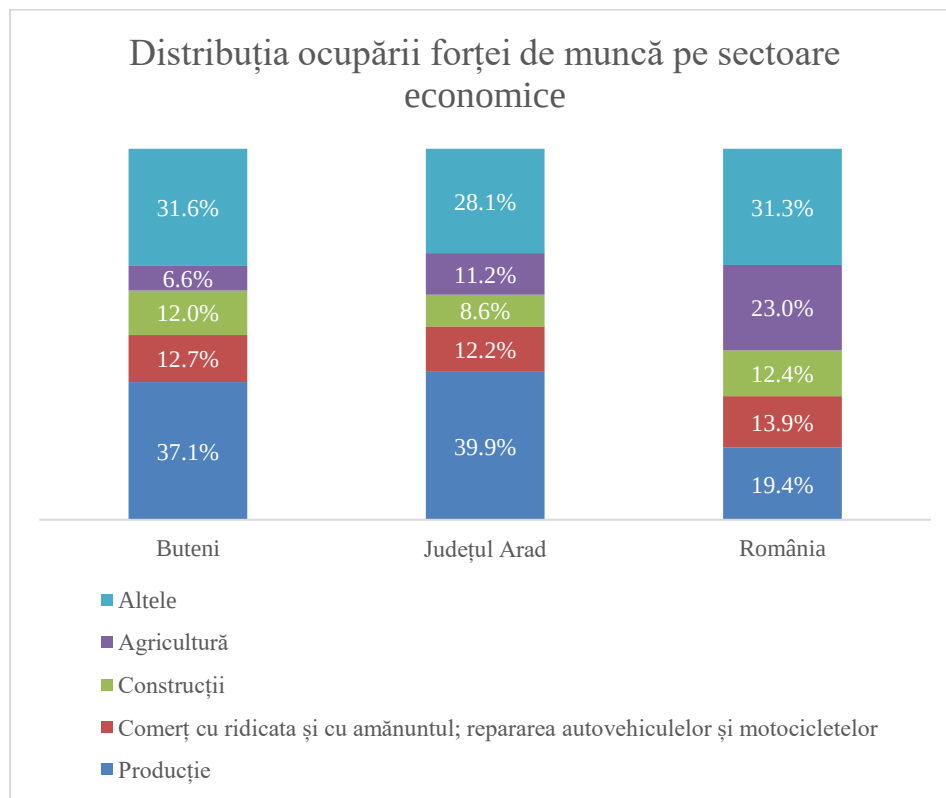


Figura 2. Distribuția ocupării forței de muncă pe sectoare economice în Buteni, județul Arad și România

Sursă: Elaborare proprie pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021)

O altă perspectivă o obținem punând Buteniul în comparație cu mediul rural al județului Arad și al României în ansamblu. Populația activă din Buteni este formată din 1.314 persoane, reprezentând 40,3% din totalul populației. Acesta este ușor mai mic decât procentul populației active din mediul rural din Arad (41,4%), dar apropiat de mediul rural național (39%). Pe cap de locuitor, Buteni are **o persoană activă la fiecare 2,5 locuitori**, față de una la fiecare 2,4 locuitori în Arad și una la fiecare 2,6 locuitori la nivel național. Variația ușoară arată că implicarea forței de muncă din Buteni se aliniază bine cu tendințele regionale și naționale mai largi. Buteni demonstrează o rată de ocupare foarte ridicată de 96% în cadrul populației sale active, depășind atât rata de ocupare rurală a județului Arad (94,4%), cât și media rurală națională (91%). Pe de altă parte, rata șomajului în Buteni este relativ scăzută, de 4%, comparativ cu 5,6% în Arad și 9% la nivel național. Pe cap de locuitor, Buteni are **un șomer la fiecare 62,7 locuitori**, în timp ce Arad

are unul la fiecare 43,1 locuitori, iar zonele rurale din România au unul la fiecare 28,4 locuitori. După cum arată cifrele, Buteni pare să prezinte o economie locală puternică și rezilientă, cu o capacitate ridicată de a oferi oportunități de angajare pentru populația sa activă. Rata excepțional de scăzută a șomajului și rata ridicată a ocupării forței de muncă din comună sugerează că industriile și întreprinderile locale absorb efectiv forța de muncă disponibilă. Această stabilitate contribuie probabil la o mai mare siguranță a veniturilor gospodăriilor, care poate influența pozitiv capacitatea comunității de a investi în tehnologii eficiente din punct de vedere energetic și de a menține condiții de viață confortabile. În Figura 3 și Figura 4 de mai jos putem vizualiza ratele de ocupare a forței de muncă și de șomaj din Buteni, Arad (rural) și România (rural).

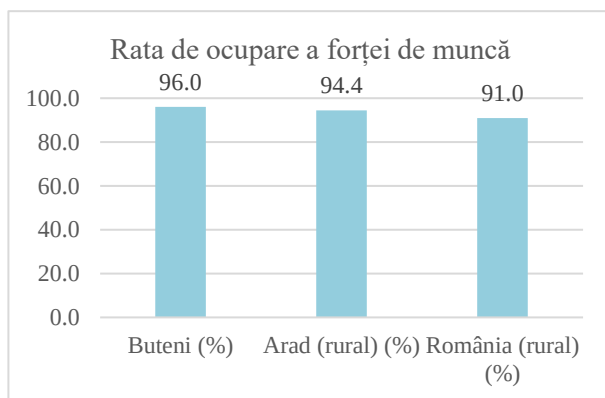


Figura 3. Comparație între ratele de ocupare a forței de muncă: Buteni, Arad (rural) și România (rural)

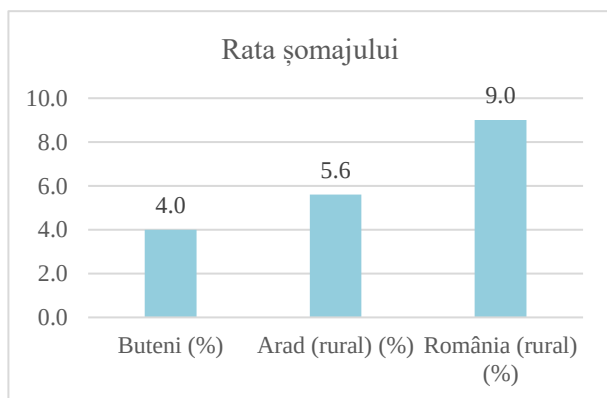


Figura 4. Comparație între ratele șomajului: Buteni, Arad (rural) și România (rural)

Populația inactivă din Buteni reprezintă 59,7% din totalul locuitorilor săi, puțin mai mult decât în zonele rurale din Arad (58,6%), dar sub media rurală a României (61%). Aceasta se traduce **printr-o persoană inactivă la fiecare 1,67 locuitori** din Buteni, comparativ cu o persoană inactivă la fiecare 1,71 locuitori din Arad și o persoană inactivă la fiecare 1,64 locuitori la nivel național. În cadrul acestei populații inative, pot fi observate unele diferențe. Studenții (din învățământul preuniversitar/universitar) reprezintă 16,3% din populația din Buteni, ceea ce este mai puțin decât 17,1% în Arad și 17,3% la nivel național. Pe cap de locuitor, aceasta înseamnă **un student la fiecare 6,1 locuitori** din Buteni, în comparație cu unul la fiecare 5,8 locuitori atât în zonele rurale din Arad, cât și în regiunile rurale din România. Această rată ușor mai scăzută de implicare în educație în Buteni ar putea însemna potențiale provocări pentru dezvoltarea pe termen lung a forței de muncă a comunei, deoarece o proporție mai mică de tineri ar putea duce la o rezervă redusă de talente în viitor.

În afară de aceasta, 6,2% din populație se bazează pe sprijinul altor persoane, ceea ce este identic cu media rurală din județul Arad, dar ușor mai mic decât media rurală națională de 6,4%. Acest lucru se traduce **printr-o persoană sprijinită de alte persoane la fiecare 16,1 locuitori** din Buteni, oglindind același raport în județul Arad, în timp ce, la nivel național, este o persoană la fiecare 15,6 locuitori în toată România rurală. Institutul Național de Statistică (2021) definește "întreținut de alte persoane" ca persoane care nu au o ocupație generatoare de venit, nu primesc o pensie sau orice altă sursă de venit și sunt dependente de persoane fizice (cum ar fi părinți, rude

sau alte persoane). Aceste persoane nu sunt înscrise într-o instituție de învățământ și nu fac parte din categoria persoanelor casnice. Această categorie include copiii preșcolari (chiar dacă primesc pensii de urmaș), persoanele în vârstă, persoanele cu handicap și invalizii care sunt întreținuți de alte persoane. Aceasta include, de asemenea, copiii de vârstă școlară sub 14 ani care nu sunt înscriși într-o instituție de învățământ, nu primesc o pensie de urmaș, dar se implică în activități casnice

Dependența populației de organizații de stat sau private pentru sprijin este foarte scăzută în comună, de 0,15%, comparativ cu media rurală din județul Arad (0,55%) și cu media rurală națională (0,8%). Acest lucru se traduce **printr-o persoană sprijinită de instituții la fiecare 651 de locuitori** din Buteni, comparativ cu o persoană la fiecare 180 de locuitori din județul Arad și o persoană la fiecare 126 de locuitori din întreaga Românie rurală. Institutul Național de Statistică (2021) definește "susținute de stat sau de organizații private" ca persoane care se află în îngrijirea instituțiilor publice (cămine de bătrâni, spitale, orfeline etc.) sau a organizațiilor private (ONG-uri). Această categorie include, de asemenea, persoanele a căror singură sursă de venit este asistența socială (de exemplu, persoanele cu handicap sprijinite de rude sau de alte persoane, pentru care statul plătește o alocație sau un salariu îngrijitorilor lor). Acest nivel remarcabil de scăzut al dependenței instituționale în Buteni sugerează un grad mai mare de autosuficiență în rândul locuitorilor săi sau o dependență mai mare de rețelele informale de sprijin, cum ar fi legăturile familiale și comunitare. Deși acest lucru ar putea fi privit ca un indicator pozitiv al rezilienței comunității, ar putea reflecta, de asemenea, accesul limitat la programele oficiale de asistență sau subutilizarea serviciilor sociale disponibile. În contextul sărăciei energetice, sprijinul instituțional redus ar putea însemna că grupurile vulnerabile dispun de mai puține plase de siguranță pentru a ajuta la gestionarea costurilor energetice sau la îmbunătățirea condițiilor de locuit, ceea ce ar putea exacerba dificultățile în perioadele de stres economic sau de mediu.

Ponderea semnificativă a populației inactive indică faptul că nivelul veniturilor disponibile în comună este probabil limitat. Această fragilitate economică poate împiedica gospodăriile să satisfacă nevoile energetice de bază, în special în timpul lunilor reci, când cresc costurile de încălzire. Participarea limitată la educație și la dezvoltarea forței de muncă poate perpetua acest ciclu, deoarece o forță de muncă subeducată și necalificată limitează potențialul de creștere economică și de reziliență al comunei. În plus, dependența de metodele tradiționale de încălzire, cum ar fi lemnul de foc, combinată cu locuințe potențial sub standarde, ar putea agrava riscul de sărăcie energetică în cadrul comunității.

Tabelul 2. Comparația veniturilor între comuna Buteni și județul Arad

Metric	Comuna Buteni	Județul Arad
Total venituri (lei)	19,689,454	1,904,700,000
Populație	3262	410,143
Venituri pe cap de locuitor (lei)	6036	4644
Proporția venitului pe cap de locuitor al județului	130%	100%

Sursă: Elaborare proprie, pe baza datelor din Administrația locală Buteni și Institutul Național de Statistică (2024)

Tabelul 2 ne oferă o imagine de ansamblu a veniturilor totale pe cap de locuitor din Buteni față de județul Arad. **Venitul pe cap de locuitor în Buteni este de 6036 lei, ceea ce reprezintă 130% din venitul pe cap de locuitor al județului**, de 4644 lei. Buteni generează vizibil mai multe venituri per locuitor decât media județului, ceea ce ar putea implica o bază economică locală mai puternică sau o gestionare fiscală mai eficientă în comună. În contextul sărăciei energetice, acest venit mai mare pe cap de locuitor în Buteni ar putea fi un avantaj considerabil. Cu resurse financiare mai mari pe persoană, administrația locală ar putea fi mai bine poziționată pentru a investi în infrastructura eficientă din punct de vedere energetic și pentru a oferi sprijin financiar locuitorilor care se luptă cu costurile ridicate ale energiei. Aceasta ar putea include subvenții pentru izolarea locuințelor, introducerea de sisteme de energie regenerabilă sau programe de modernizare a sistemelor de încălzire învechite. Ca să nu mai vorbim de faptul că veniturile locale mai mari ar putea facilita dezvoltarea de proiecte energetice comunitare, cum ar fi fermele solare locale, reducând dependența de sursele externe de energie costisitoare. Cu toate acestea, deși veniturile mai mari sugerează un potențial, ele nu se traduc automat într-o reducere a sărăciei energetice, cu excepția cazului în care aceste fonduri sunt alocate în mod eficient pentru a aborda ineficiențele energetice și pentru a sprijini populațiile vulnerabile. Va fi esențial ca Buteni să prioritizeze investițiile în soluții energetice durabile și în mecanisme de sprijin social pentru a se asigura că acest avantaj fiscal duce la îmbunătățiri tangibile în ceea ce privește accesibilitatea și accesibilitatea energetică pentru locuitorii săi.

II. PROFILUL ENERGETIC AL COMUNEI BUTENI ȘI VULNERABILITĂȚILE ENERGETICE ALE ACESTEIA. PERSPECTIVA SĂRĂCIEI ENERGETICE ȘI CONSUMATORILOR VULNERABILI.

Conceptul de „sărăcie energetică” (SE) este frecvent întâlnit în gospodăriile din regiunile rurale cu infrastructură rezidențială inadecvată, ceea ce duce la o calitate scăzută a vieții. Într-un sens larg, înțelegem sărăcia energetică drept nivelurile necesare ale serviciilor energetice pentru a răspunde nevoilor zilnice ale traiului, și nu doar ca nivelul observat al consumului de energie al unei gospodării (Lu & Ren, 2023). Bouzarovski (2014) definește sărăcia energetică drept „incapacitatea unei gospodării de a accesa niveluri de energie necesare din punct de vedere social și material în locuință”. Deși aceste definiții oferă o perspectivă cuprinzătoare asupra fenomenului, este necesară o abordare mai aplicată, îngustă și holistică a SE la nivel local și de gospodărie. Prin urmare, principalul obiectiv al acestei analize este de a înțelege profilul socio-economic și manifestările sărăciei energetice în municipiul Alba Iulia, unul dintre partenerii implicați în proiectul EMERGE.

Sărăcia energetică este o problemă critică în societate, deoarece afectează condițiile de trai de bază, sănătatea și oportunitățile economice, accentuând inegalitățile sociale, afectând disproporționat grupurile vulnerabile, cum ar fi persoanele în vârstă, familiile monoparentale și locuitorii din zonele rurale (Belaïd, 2022). Gospodăriile aflate în sărăcie energetică, constrânse de venituri limitate, trebuie să acorde prioritate consumului de energie în detrimentul altor nevoi esențiale, compromițând astfel sănătatea, educația și productivitatea. Aceste decizii sunt agravate atunci când creșterea prețurilor la energie obligă familiile fie să suporte costuri mai mari, fie să reducă nivelul consumului energetic. Conform calculului privind elasticitatea cererii, fără o creștere a veniturilor

familiei, majoritatea gospodăriilor nu își pot permite să își crească consumul energetic pentru a atenua provocările sărăciei energetice (CEB, 2019).

În plus, sărăcia energetică limitează accesul la tehnologiile digitale, accentuând diviziunea digitală și reducând oportunitățile de mobilitate socială și economică (Yue et al., 2024). Performanțele educaționale și productivitatea sunt afectate, întrucât copiii pot duce lipsă de iluminat adecvat sau de un mediu propice învățării (Batoool et al., 2023). Persoanele aflate în SE sunt mai vulnerabile la riscuri de sănătate fizică, precum afecțiuni respiratorii, cardiovasculare și alte boli asociate cu rate mai mari de mortalitate, dar și la probleme de sănătate mintală (CSD, 2020). Pandemia de COVID-19 a agravat fenomenul, întrucât recesiunea economică a redus veniturile gospodăriilor, făcând dificilă acoperirea costurilor ridicate ale energiei în timpul izolării. Ulterior, situația s-a înrăutățit prin inflație și creșterea prețurilor la energie cauzate de perturbările lanțurilor de aprovizionare și de tensiunile geopolitice (Carfora et al., 2022).

Sărăcia energetică este deosebit de pronunțată în zonele rurale, unde infrastructura deficitară și veniturile reduse limitează accesul gospodăriilor la surse moderne și fiabile de încălzire (González-Eguino, 2015). Multe comunități rurale se bazează încă pe biomasă tradițională (ex. lemn) sau pe sisteme de încălzire pe bază de cărbune, adesea ineficiente și poluante. În plus, izolația precară a locuințelor vechi din zonele rurale agravează situația, crescând necesarul de energie pentru a menține o temperatură confortabilă. Deficitul de izolație și tehnologiile învechite de încălzire obligă familiile să aloce o parte disproporționată din venituri pentru încălzire sau să trăiască în condiții improprii, ceea ce amplifică riscurile pentru sănătate și inegalitățile sociale.

Deși zonele rurale prezintă rate mai mari ale sărăciei energetice din cauza infrastructurii precare și veniturilor mici, și mediul urban se confruntă cu provocări. În orașe, fondul construit învechit, izolația slabă și densitatea mare a populației pot duce la costuri energetice ridicate, în special pentru locuitorii cu venituri mici (Halkos & Gkampoura, 2021). Creșterea prețurilor locuințelor îi poate forța pe unii locuitori să facă compromisuri privind consumul de energie sau să trăiască în clădiri slab izolate, accentuând inegalitățile. În plus, dinamica proprietar-chiriaș poate împiedica renovările de amploare, deoarece niciuna dintre părți nu are un interes direct să investească în eficiența energetică. Drept urmare, grupurile vulnerabile din orașe — precum vârstnicii care locuiesc în clădiri degradate, studenții în chirii de calitate slabă sau migranții recentii — rămân expuși riscului ridicat de sărăcie energetică.

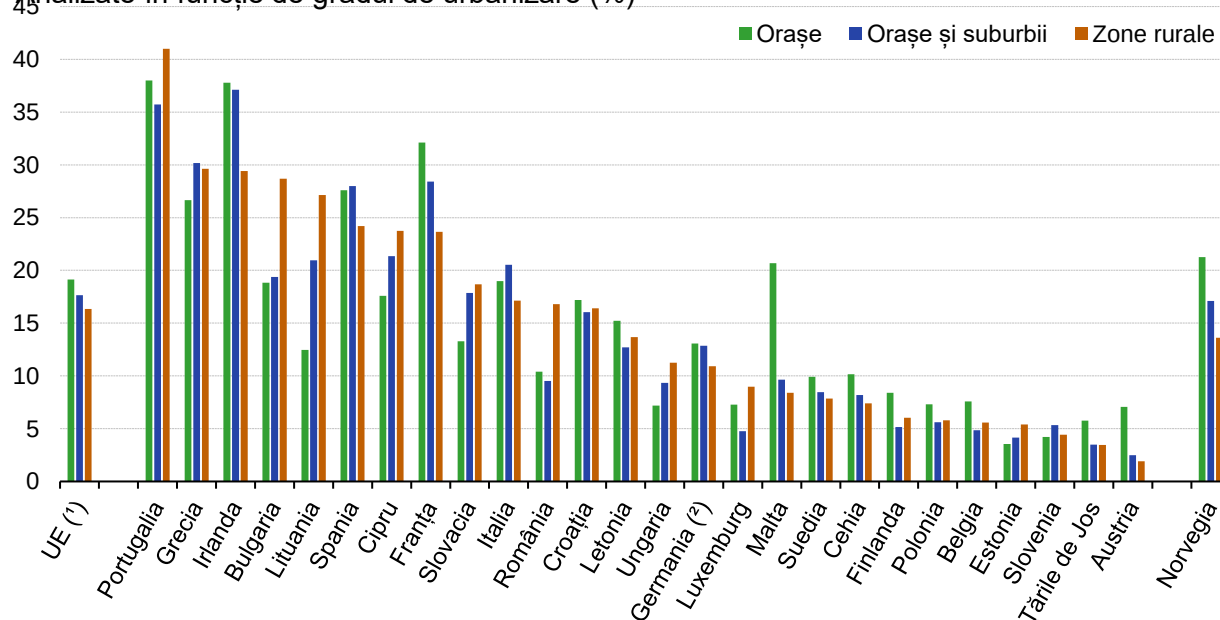
Înțelegerea acestor probleme este esențială pentru a adapta intervențiile la profilul socio-economic specific al municipiului și pentru a aborda inegalitățile de acces la energie în România. La nivel național, România se confruntă cu provocări în atingerea obiectivelor UE privind clima și energia (Parlamentul European, 2021). Studiul devine cu atât mai relevant în contextul Planului Național Integrat Energie și Schimbări Climatice al României (Comisia Europeană, 2024), care subliniază importanța justiției sociale în politicile energetice. Informațiile din Alba Iulia pot inspira soluții scalabile pentru alte comunități rurale, consolidând angajamentul României pentru politici energetice echitabile în cadrul Uniunii Europene.

Pentru a avea o imagine mai clară, se estimează că aproximativ 32 de milioane de persoane trăiesc în sărăcie energetică în Europa. Aproape 85% dintre acestea se află în 10 din cele 32 de state europene — Portugalia, România, Polonia, Bulgaria, Germania, Grecia, Franța, Regatul Unit, Spania și Italia (CEB, 2019). Conform lui Maier & Dreoni (2024), aproape jumătate din cele mai

sărace 10% gospodării din UE trăiesc în România, Polonia și Bulgaria. Figura 5 ilustrează procentul persoanelor care locuiesc în spații de locuit insuficient încălzite iarna în 2023, la nivelul UE, pe categorii de urbanizare: orașe, orașe mici și suburbii, respectiv zone rurale. **România se poziționează printre țările cu cele mai ridicate procente de sărăcie energetică în zonele rurale, cu aproximativ 16,8% dintre locuitorii din mediul rural întâmpinând dificultăți în menținerea unei temperaturi confortabile în timpul iernii.** Acest procent este semnificativ mai mic în orașe, subliniind decalajul urban-rural în ceea ce privește accesul la energie și condițiile locative. Modele similare se observă și în alte țări din Europa de Est, precum Bulgaria și Lituania, care se confruntă cu provocări sistemice în abordarea nevoilor energetice din mediul rural. Procentele ridicate reflectă atât niveluri scăzute ale veniturilor, cât și subinvestiții istorice în infrastructura rurală și modernizarea locuințelor.

Persoane care locuiesc într-o locuință care nu este confortabil încălzită în timpul iernii, 2023

Analizate în funcție de gradul de urbanizare (%)



Notă: clasificate în funcție de procentul de persoane care trăiesc în zone rurale; datele pentru Danemarca nu sunt disponibile.

⁽¹⁾ Estimat.

⁽²⁾ Fiabilitate scăzută.

Figura 5. Proportia Persoanelor care Nu Pot Menține Locuința Confortabil de Caldă în Timpul Iernii, în Funcție de Gradul de Urbanizare

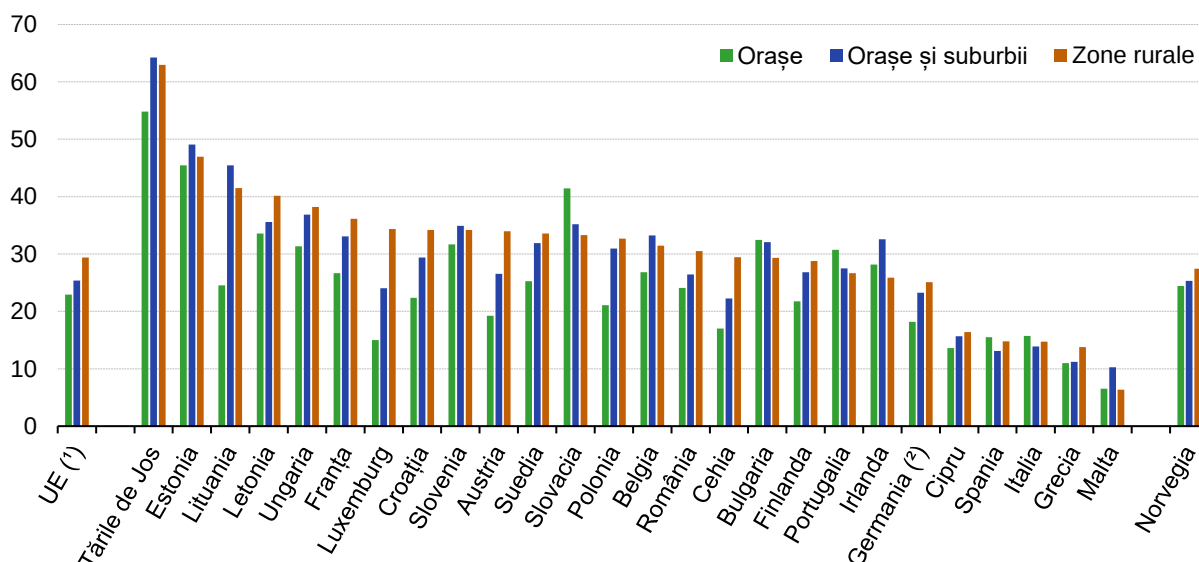
Sursa: Eurostat (2023)

Figura 6, pe de altă parte, ilustrează procentul persoanelor care locuiesc în locuințe în care eficiența energetică a fost îmbunătățită în ultimii cinci ani (2023). **În România, zonele rurale prezintă cel mai ridicat nivel de îmbunătățiri ale eficienței energetice, aproape 30% dintre locuințe beneficiind de astfel de modernizări.** Aceasta reprezintă o evoluție pozitivă, indicând faptul că au fost depuse eforturi direcționate pentru a răspunde cel puțin parțial nevoilor energetice ale comunităților rurale. Comparativ cu media Uniunii Europene, rata de îmbunătățire din zonele

rurale ale României este relativ solidă, mai ales în comparație cu țări precum Malta sau Grecia, unde îmbunătățirile în zonele rurale rămân minime. Cu toate acestea, în ciuda acestor progrese, România rămâne în urma țărilor de top, precum Olanda și Estonia, unde atât zonele rurale, cât și cele urbane au beneficiat de modernizări substanțiale în materie de eficiență energetică. România trebuie să își intensifice eforturile și să se alinieze la bunele practici europene în domeniul politicilor energetice.

Persoane care locuiesc în locuințe în care eficiența energetică a fost îmbunătățită în ultimii 5 ani, 2023

Analizate în funcție de gradul de urbanizare (%)



Notă: clasificate în funcție de procentul de persoane care trăiesc în zone rurale; datele pentru Danemarca nu sunt disponibile.

⁽¹⁾ Estimat.

⁽²⁾ Fiabilitate scăzută.

Figura 6. Îmbunătățiri ale Eficienței Energetice în Locuințe în Ultimii 5 Ani, în Funcție de Gradul de Urbanizare

Source: Eurostat (2023)

În contextul sărăciei energetice, profilul economic al Buteniului prezintă atât provocări, cât și oportunități. Un avantaj este proporția mai mare de locuri de muncă în industria prelucrătoare (37,1 %), ceea ce indică faptul că multe gospodării din Buteni pot beneficia de venituri mai stabile și mai consistente în comparație cu cele care depind de munca agricolă sezonieră. Veniturile stabile pot oferi locuitorilor capacitatea financiară de a investi în soluții eficiente din punct de vedere energetic, cum ar fi o mai bună izolare sau sisteme de încălzire moderne, reducând astfel expunerea lor la sărăcia energetică. Cu toate acestea, deși industria prelucrătoare oferă stabilitate, aceasta poate implica, de asemenea, procese mari consumatoare de energie, în special dacă lucrătorii sunt angajați în roluri care depind de utilaje grele sau de instalații de producție, cum ar fi în cazul fabricării de produse din plastic pentru construcții, elemente din beton sau produse sanitare. Dacă

prețurile la energie cresc, acest lucru poate afecta indirect bugetele gospodăriilor prin reducerea rentabilității industriale sau a siguranței locului de muncă. În mod similar, reprezentarea relativ mai ridicată în sectorul construcțiilor (12 %) oferă oportunități de venit, dar poate prezenta și riscuri, deoarece munca în construcții este adesea temporară și depinde de climatul economic general. Pe de altă parte, din perspectiva dezvoltării unei comunități energetice, faptul că o proporție mai mare decât media locuitorilor este implicată în sectorul construcțiilor poate fi un avantaj în ceea ce privește dezvoltarea și întreținerea capacității de energie regenerabilă la nivel local. Dependența scăzută de agricultură (6,6 %) în Buteni în comparație cu mediile naționale și județene ar putea reduce susceptibilitatea generală a comunei la sărăcia energetică, deoarece un număr mai mic de gospodării se confruntă cu dubla presiune a veniturilor scăzute și a cererii ridicate de energie pentru utilajele agricole sau irigații.

Alimentarea cu energie electrică este asigurată printr-o linie aeriană de medie tensiune de 20kV (LEA 20kV), care alimentează stația de 100kV și este alimentată de linia de 110kV din direcția Dieci, formând subsistemul Sebiș (Strategia de dezvoltare locală Buteni, 2021). Mai multe comune, inclusiv Buteni, sunt alimentate din subsistemul Sebiș. Întreaga suprafață administrativă a comunei Buteni este acoperită de rețele de distribuție a energiei electrice, toți consumatorii din zona construită fiind alimentați prin posturi de transformare aeriene montate pe stâlpi. Prin urmare, merită menționat faptul că rata de electrificare a gospodăriilor din comuna Buteni este de 100%, așa cum se întâmplă în majoritatea zonelor rurale din România. Rețelele de distribuție au fost construite în mare parte în anii 1960-1970, iar durata lor de funcționare a fost depășită. Alimentarea cu energie electrică a rețelilor de iluminat public este asigurată de stații de transformare amplasate pe toate străzile. Prosumatorii rezidențiali reprezintă o altă parte semnificativă a capacității de producție a comunei, aproximativ 200 de gospodării având instalate sisteme de energie fotovoltaică, totalizând o putere instalată de 800 kWp și producând 920 000 kWh anual (Chestionarul de pregătire tehnologică EMERGE, 2024). Clădirile publice, în special cele gestionate de administrația locală, au instalat sisteme fotovoltaice cu o capacitate totală de 399,6 kWp, preconizându-se că vor produce 434,34 MWh pe an. Clădirile publice din Buteni consumă aproximativ 580 MWh de energie electrică pe an. În schimb, sistemele fotovoltaice nou instalate pe clădirile publice, cu o capacitate totală de 399,6 kWp, ar trebui să genereze aproximativ 434,34 MWh anual. **Cu alte cuvinte, sistemele fotovoltaice pot furniza aproximativ 75% din energia electrică pe care o consumă în prezent clădirile publice (434,34 MWh din 580 MWh).** Această rată ridicată de acoperire reduce dependența de surse externe de energie, reducând costurile operaționale și amprenta ecologică. Deși instalația fotovoltaică nu satisface în totalitate nevoile anuale totale de energie electrică ale clădirilor publice, aceasta le compensează în mod substanțial, reprezentând un pas important către o mai mare autonomie energetică și durabilitate în cadrul comunei.

Conform datelor de la ANRE, numărul total de prosumatori din județul Arad este de 6902, cu o putere electrică totală instalată de 75,59 MW (InvesTenergy, 2025). **Acest lucru înseamnă că capacitatea combinată de aproximativ 1,1996 MW a Buteniului reprezintă aproximativ 1,59% din puterea electrică totală instalată în județul Arad**, un procent care este destul de semnificativ având în vedere dimensiunea redusă a comunei în raport cu întregul județ și evidențiază abordarea proactivă a comunei în ceea ce privește adoptarea energiei regenerabile în comparație cu infrastructura regională mai largă. Prosumatorii comerciali sunt mai puțin reprezentați, fiind raportate doar două unități fotovoltaice și nefiind furnizate date privind capacitatea de producție sau producția acestora. Absența altor surse de energie regenerabilă, cum

ar fi energia eoliană, biomasa, energia geotermală sau hidroenergia, sugerează un potențial neexploatat de diversificare energetică. Deși comuna a înregistrat progrese lăudabile în domeniul energiei solare, extinderea către alte surse regenerabile, modernizarea rețelei electrice și încurajarea participării sectorului comercial ar putea consolida și mai mult independența și reziliența energetică. În plus, accesul universal la electricitate în mediul rural din Buteni și România contrastează puternic cu lacunele din alte sectoare de infrastructură. Chiar dacă ratele de electrificare sunt ridicate, sărăcia energetică rămâne o preocupare din cauza problemelor de accesibilitate și a ineficienței multor sisteme de încălzire a locuințelor. Doar accesul la electricitate este insuficient dacă locuitorii nu își permit să o utilizeze eficient pentru încălzire, iluminat și alte nevoi esențiale.

Conform Strategiei de Dezvoltare a Județului Arad (2021), Buteni este una dintre cele zece comune care includ comunități marginalizate din județ. Rata de marginalizare a comunei Buteni este cuprinsă între 12% și 24%, ceea ce este considerat o marginalizare peste medie, conform Băncii Mondiale (2016). Rata ridicată de marginalizare sugerează că o parte considerabilă a populației poate trăi în locuințe care nu corespund standardelor, cu sisteme electrice învechite sau ineficiente, agravând și mai mult sărăcia energetică. Comunitățile marginalizate nu dispun adesea de resursele financiare necesare pentru a investi în aparate eficiente din punct de vedere energetic sau în soluții de energie regenerabilă, cum ar fi panourile fotovoltaice, chiar și atunci când astfel de tehnologii sunt disponibile la nivel local. Acest lucru poate crea o disparitate în urma căreia, în ciuda progreselor înregistrate în adoptarea energiei regenerabile în Buteni, grupurile marginalizate continuă să se bazeze pe surse de energie costisitoare sau ineficiente, contribuind la cicluri de sărăcie și excludere. Abordarea sărăciei energetice în Buteni va necesita intervenții specifice care să se concentreze nu numai pe îmbunătățirea infrastructurii energetice, ci și pe sprijinirea populațiilor vulnerabile prin subvenții, programe de eficiență energetică și educație privind practicile energetice durabile. Prin integrarea acestor eforturi în strategii mai ample de dezvoltare socioeconomică, comuna poate contribui la reducerea atât a marginalizării, cât și a sărăciei energetice, pentru o comunitate mai echitabilă.

În ceea ce privește infrastructura locală, o problemă ridicată este faptul că comuna nu dispune de sistem de alimentare cu apă și canalizare în cea mai mare parte a comunei pentru apă potabilă și pentru colectarea și tratarea apelor uzate. Situația similară majorității localităților rurale din județul Arad, unde doar 29 aveau sisteme publice de canalizare în 2023, față de 27 în 2022. La nivel național, situația este la fel de gravă, doar 17,8% din populația rurală a României fiind conectată la sisteme de canalizare, în contrast cu 98,9% în zonele urbane (INS, 2023). În satul Buteni, 91,84% dintre locuitori sunt conectați la rețeaua de alimentare cu apă, reflectând un acces relativ bun la apă potabilă. Cu toate acestea, conectivitatea scade brusc atunci când se examinează sistemul de canalizare și tratarea apelor uzate. Doar 39,8% dintre locuitorii din Buteni sunt conectați la rețeaua de canalizare, iar 39% sunt conectați la stația de tratare a apelor uzate. În celelalte sate din comună - Berindia, Cuied și Păulian - situația este și mai îngrijorătoare. Berindia și Păulian nu au niciun racord înregistrat la utilități, în timp ce Cuied are o rată de racordare la rețeaua de alimentare cu apă de numai 70%, fără acces la canalizare sau la sisteme de tratare a apelor uzate. În ansamblu, rata totală de conectare la alimentarea cu apă pentru întreaga comună este de 63,85 %, ceea ce, deși depășește jumătate, lasă totuși o parte semnificativă a populației fără acces fiabil la această necesitate de bază. Serviciile inadecvate de alimentare cu apă și de canalizare necesită adesea soluții care necesită un consum mare de energie, cum ar fi încălzirea manuală a apei pentru canalizare sau utilizarea unor sisteme ineficiente și descentralizate de gestionare a

apelor reziduale. În plus, lipsa unei infrastructuri adecvate limitează oportunitățile de creștere și dezvoltare economică locală, deoarece este mai puțin probabil ca întreprinderile și locuitorii să investească în zonele în care lipsesc utilitățile de bază.

Deocamdată, comuna Buteni nu are acces la rețeaua națională de distribuție a gazelor naturale. Acest lucru reflectă o realitate rurală mai largă atât în județul Arad, cât și în România. În 2023, doar 15 localități rurale din Arad erau racordate la gaze naturale, ceea ce este în concordanță cu infrastructura limitată a României în acest domeniu, unde sunt racordate doar 744 de localități rurale (INS, 2023). Fără o alimentare cu gaze naturale, în prezent, singura sursă existentă pentru încălzirea locuințelor este combustibilul solid sub formă de lemn de foc (Strategia de Dezvoltare Locală Buteni, 2024). Dependența de combustibilii tradiționali este deosebit de problematică, deoarece aceste surse nu sunt doar mai costisitoare pe termen lung, ci și mai puțin eficiente, necesitând cantități mai mari pentru a produce același nivel de căldură ca alte forme de încălzire, cum ar fi gazele naturale. Aceste alternative pot face ca locuitorii să se confrunte cu dificultăți în ceea ce privește procurarea energiei adecvate pentru a-și satisface nevoile de bază. Lipsa unui sistem de canalizare și lipsa gazului natural pot descuraja întreprinderile să se stabilească în zonă, ceea ce perpetuează un ciclu al sărăciei, deoarece locuitorii au mai puține mijloace pentru a-și îmbunătăți situația financiară și pentru a investi în soluții eficiente din punct de vedere energetic. Cu toate acestea, până la crearea unei astfel de infrastructuri, dependența de sursele tradiționale de energie va continua să exacerbeze provocările asociate sărăciei energetice din comună. Administrația comunei a declarat că se va concentra pe surse cu emisii reduse pentru proiectele viitoare (Strategia de dezvoltare locală Buteni, 2021), ceea ce reprezintă un pas pozitiv în direcția atenuării acestor provocări, însă astfel de măsuri necesită investiții semnificative și timp pentru a fi puse în aplicare.

Analiza comparativă demonstrează că Buteni reflectă realitățile rurale mai largi ale României și ale județului Arad prin deficiențele sale de infrastructură. Lipsa gazelor naturale și a infrastructurii de canalizare evidențiază provocări sistemice în zonele rurale. Accesul la electricitate este un punct pozitiv, însă problemele legate de accesibilitatea acesteia subminează beneficiile sale. Abordarea acestor deficiențe de infrastructură este imperativă pentru îmbunătățirea nivelului de trai și reducerea sărăciei energetice în Buteni și în comunitățile rurale similare.

Tabelul 3. Proiecte de investiții în comunele învecinate Buteni după sursa de finanțare și investițiile pe cap de locuitor

Comuna	Total proiecte	Finanțare națională	Finanțare europeană	Total investiții (lei)	Pe cap de locuitor (lei)	Populație
Bârsa	2	2	0	62,753,218	38,664	1623
Tăuț	1	1	0	16,965,000	11,327	1498
Buteni	9	6	3	35,013,044	10,733	3262
Dieci	3	3	0	12,295,789	8,858	1388
Șilindia	3	3	0	7,168,957	8,355	858
Hălmagiu	3	1	2	13,793,876	6005	2297
Pleșcuța	4	4	0	4,872,929	4834	1008

Gurahonț	6	5	1	12,086,698	3,380	3575
Târnova	4	3	1	16,498,612	2,933	5625
Archiș	2	1	1	1,260,114	945	1333
Hălmagiu	1	1	0	1,322,190	603	2191

Sursă: Elaborare proprie, pe baza datelor din Recorder.ro (2022)

Tabelul 3 oferă o imagine de ansamblu și o comparație a investițiilor în comunele învecinate Buteni din județ. Conform sursei de date, acestea sunt proiectele care au avut o dată de începere de la 1 aprilie 2021. Prin urmare, proiectele aflate în etapa de aprobare a finanțării sau fără o dată de începere precisă nu sunt incluse în această analiză. Lista nu include proiectele derulate de autoritățile locale din fonduri proprii. (Recorder.ro, 2022). Tabelul se concentrează pe trei dimensiuni cheie, și anume numărul total de proiecte implementate, împărțirea proiectelor în funcție de sursa de finanțare (națională sau europeană) și investițiile calculate per capita. Pentru fiecare comună, numărul total de proiecte evidențiază capacitatea administrativă și strategică de a atrage fonduri și de a pune în aplicare inițiative de dezvoltare. Defalcarea între sursele de finanțare naționale și europene pune în lumină măsura în care comunele mobilizează resurse locale față de cele internaționale pentru creșterea lor. Coloana investițiilor pe cap de locuitor este deosebit de importantă, deoarece oferă o perspectivă mai clară asupra modului în care aceste investiții se traduc în beneficii pentru locuitorii individuali în raport cu populația comunei.

Observăm că Buteni a implementat un număr impresionant de nouă proiecte, cele mai multe din eșantion, cu o împărțire a finanțării de șase proiecte finanțate din surse naționale și trei proiecte prin finanțare europeană, cele mai multe proiecte cu finanțare europeană din eșantion. Proiectele implementate de comună sunt: patru proiecte de școli și grădinițe, două proiecte de apă și canalizare, două proiecte de infrastructură rutieră și un proiect de centru cultural. O astfel de abordare diversificată a finanțării reflectă o administrație locală proactivă, cu o capacitate și un potențial puternice de a atrage și mai multe finanțări externe pentru efecte de dezvoltare pe termen lung care ar putea contribui la eradicarea sărăciei energetice. Investițiile totale în Buteni se ridică la 35 013 044 lei, deservind o populație de 3 262 de locuitori, rezultând astfel o **investiție per capita de 10 733 lei**. Aceasta o plasează pe locul trei în cadrul eșantionului, fiind depășită doar de Bârsa (38.664 lei pe cap de locuitor) și Tăuț (11.327 lei pe cap de locuitor). Investițiile din comună se concentrează în mare măsură pe infrastructura de bază, cum ar fi sistemele de alimentare cu apă și canalizare sau infrastructura rutieră, care răspund nevoilor imediate de sănătate publică și de mediu, dar nu abordează în mod direct provocările legate de sărăcia energetică. Administrația din Buteni are posibilitatea a-și îmbunătăți în continuare portofoliul de investiții prin concentrarea pe inițiative care abordează direct aceste provocări. Astfel de inițiative au început deja, deoarece Greenpeace (2024) raportează că peste 20 % din gospodăriile din Buteni și-au instalat panouri fotovoltaice și că procentul de prosumatori din comună va ajunge la 40 %. Acesta este un pas important către independența energetică, unul dintre principalele obiective pe care administrația locală le-a stabilit pentru comuna sa (Interviu cu administrația din Buteni, 2024). Acest obiectiv ambițios este susținut prin investiții energetice importante care sunt planificate, primăria obținând recent de la Ministerul Energiei o finanțare de cca 500 000 EUR prin Fondul de modernizare pentru un parc solar și pentru instalarea de panouri fotovoltaice pe acoperișurile tuturor clădirilor administrative, inclusiv școli și grădinițe, în total 12 clădiri. Administrația va solicita, de asemenea, vouchere care să fie oferite persoanelor vulnerabile, potrivit Energy Magazine (2024). Această

trecere la o strategie axată pe energie și această abordare avangardistă a dezvoltării durabile poziționează Buteni ca un model pentru transformarea energetică rurală în România.

Tabelul 4. Comparație între indicatorii de sărăcie energetică în cadrul scenariilor minime și maxime

Indicator	Scenariu minim (%)	Scenariu maxim (%)
2M	4%	1%
10%	14%	2%
LIHC	7.29%	7.29%

Sursă: Elaborare proprie, pe baza datelor colectate la nivel de comunitate (2024)

Utilizând datele proprii ale proiectului, au fost calculați indicatorii de sărăcie energetică. Tabelul 4 prezintă valorile a patru indicatori ai sărăciei energetice (2M, M/2, 10% și LIHC) în două scenarii diferite - scenariul minim și scenariul maxim. Diferența dintre cele două scenarii se datorează faptului că, în cadrul sondajului, respondenții au furnizat răspunsuri sub formă de intervale. În calculele prezente, scenariul minim utilizează valoarea minimă a fiecărui interval, în timp ce scenariul maxim utilizează valoarea maximă a fiecărui interval. Astfel, indicatorii estimați variază în funcție de datele minime și maxime extrase din răspunsuri.

Indicatorul 2M reflectă proporția de gospodării ale căror cheltuieli cu energia depășesc de două ori nivelul median. Acesta este conceput pentru a surprinde cazurile în care costurile energiei sunt excepțional de ridicate în raport cu cheltuielile unei gospodării tipice, indicând o povară energetică semnificativă. Un procent 2M mai mare sugerează că multe gospodării plătesc sume disproporționat de mari pentru energie. În scenariul minim, există 4% gospodării care alocă mai mult de două ori valoarea mediană a venitului lor pentru cheltuielile cu energia. Această situație sugerează că aceste gospodării se află sub o presiune financiară semnificativă, care le poate forța să facă compromisuri în ceea ce privește alte nevoi esențiale, precum hrana, asistența medicală sau educația. Pe de altă parte, în scenariul maxim, doar 1% dintre gospodării plătesc sume disproporționat de mari pentru energie.

Indicatorul 10% măsoară procentul gospodăriilor care cheltuiesc mai mult de 10% din venitul lor pe cheltuieli energetice. Cheltuielile care depășesc acest prag sunt recunoscute pe scară largă ca un indicator al sărăciei energetice, deoarece implică faptul că o gospodărie trebuie să aloce o parte substanțială a venitului său limitat pentru energie. În scenariul minim, 14% dintre gospodării alocă mai mult de 10% din venitul lor pentru energie, în timp ce în scenariul maxim sunt doar 2%.

Indicatorul "venituri reduse, costuri ridicate" (LIHC) este un indicator compozit care vizează identificarea gospodăriilor cu venituri reduse care riscă să fie afectate de sărăcia energetică. Acesta semnalează acele gospodării care ar putea să nu aibă flexibilitatea financiară necesară pentru a face față creșterii costurilor energiei sau pentru a investi în îmbunătățirea eficienței energetice. În cazul de față, am identificat în ambele scenarii 7,29 % din gospodării expuse riscului de sărăcie energetică pe baza indicatorului LIHC.

III. NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA BUTENI

A. Deficiența situației actuale:

În prezent, comuna Buteni se confruntă cu o suprasaturație de prosumatori individuali, ceea ce a dus la o capacitate instalată semnificativă. Această situație creează o problemă de echilibrare între producția și consumul de energie, deoarece fiecare prosumator acționează izolat, fără a putea ajusta eficient fluctuațiile între cerințele energetice și energia generată. În acest context, devine evidentă necesitatea ca viitoarele proiecte să se concentreze pe formarea unei comunități de energie care să optimizeze resursele printr-o gestionare centralizată și modulară a producției și consumului. Astfel, nu doar că se va înlocui instalarea suplimentară a prosumatorilor individuali, dar va fi posibilă integrarea unor soluții de stocare care să permită un control mai bun al curbelor de producție și consum, maximizând în același timp beneficiile economice pentru întreaga comunitate.

B. Efectul pozitiv previzionat prin realizarea unei comunități de energie:

Într-un scenariu de dublare a capacității de producție la nivel casnic de la aproximativ 400 kWp, până la 800 kWp și de asemenea instalarea sub administrația publică a unui parc fotovoltaic de 400kWp, implementarea unei comunități de energie în comuna Buteni aduce beneficii economice semnificative, reflectate de indicatorii financiari. Valoarea Actualizată Netă (NPV) ar putea fi de 8.645.710,4 lei, ceea ce ar indica un câștig net considerabil din acest proiect pe termen lung. Rata Internă de Rentabilitate (IRR) de 33,75% ar sugera un randament atractiv al investiției, semnificând că proiectul ar putea aduce un profit considerabil în raport cu costurile inițiale. Perioada de Recuperare a Investiției (PBP) de 2,93 ani ar arăta cât de rapid s-ar putea recupera capitalul investit, un aspect esențial pentru viabilitatea economică a proiectului. Indicele de Rentabilitate (PI) de 5,65 ar sugera că pentru fiecare leu investit, s-ar obține 5,65 lei în venituri, ceea ce ar reflecta un proiect extrem de profitabil.

În plus, Costul Nivelat al Energiei (LCOE) de doar 0,33 lei/kWh ar garanta un preț competitiv al energiei, ceea ce ar face proiectul și mai atractiv din punct de vedere economic. Venitul Net din Energie (ENR) de 14.958.858,2 lei ar confirma impactul pozitiv pe care comunitatea de energie l-ar putea avea asupra economiei locale. În final, Rentabilitatea Investiției (ROI) de 803,74% ar evidenția o rentabilitate extraordinară, ceea ce ar face ca acest proiect să fie o oportunitate remarcabilă pentru comuna Buteni, atât din perspectiva economiei locale, cât și din cea a sustenabilității pe termen lung.

În plus, gradul de economisire anticipată este consistent, de minim 32% pentru fiecare membru al comunității.

C. Impactul negativ previzionat în cazul nerealizării unei comunități de energie:

Dacă nu s-ar realiza comunitatea de energie în comuna Buteni, s-ar crea o serie de riscuri economice și operaționale semnificative. În lipsa unei gestionări centralizate și coordonate a producției și consumului de energie, riscul de supraproducție ar crește considerabil, având în vedere numărul mare de prosumatori individuali și capacitatea instalată deja. Această

supraproducție ar putea duce la dezechilibre între producția și consumul de energie, cu posibile opriri ale invertoarelor, ceea ce ar afecta eficiența întregului sistem.

De asemenea, fără integrarea unui sistem de stocare sau de optimizare a resurselor, curbele de producție și consum nu ar putea fi echilibrate eficient, ceea ce ar pune presiune pe infrastructura locală. Aceasta ar putea duce la pierderi financiare semnificative, întrucât energia produsă nu ar putea fi utilizată în mod optim, iar riscurile de instabilitate ale sistemului energetic local ar putea afecta nu doar prosumatorii, ci și întreaga comunitate.

În plus, fără un cadru organizat, beneficiile economice nu ar fi maximizate. În loc de un venit net semnificativ, ar exista riscuri de pierdere economică din cauza managementului inefficient al energiei, iar costurile operaționale și infrastructurale ar putea depăși veniturile generate de producția de energie. Astfel, comuna Buteni ar pierde o oportunitate importantă de dezvoltare sustenabilă, iar sistemul energetic local ar deveni tot mai vulnerabil în fața fluctuațiilor externe.

IV. ALINIAREA INVESTIȚIEI CU CONTEXTUL EUROPEAN ȘI NAȚIONAL AL COMUNITĂȚILOR DE ENERGIE

Comunitățile de energie în Europa sunt susținute printr-un cadru legislativ favorabil și prin sprijin financiar, reglementar și informativ. Acestea beneficiază de politici publice care promovează energia decarbonizată și descentralizată, demonstrând avantaje economice, sociale și de mediu. Totuși, provocările majore includ obstacolele de finanțare, lipsa de cunoștințe tehnice și barierele socio-culturale. Aceste comunități beneficiază de susținere prin instrumente financiare și obiective de politică clar definite, dar implementarea lor necesită îmbunătățirea legislației și a oportunităților de finanțare.

Pentru detalii complete, accesează [studiul complet](#).

Comunitățile de energie din Europa au cunoscut o dezvoltare semnificativă în ultimii ani, contribuind la tranziția către surse de energie regenerabilă și la creșterea autonomiei energetice la nivel local. Iată câteva date cantitative relevante:

Număr total de comunități energetice: Până în 2023, în Europa existau aproximativ 3.500 de astfel de comunități, implicând peste 1,3 milioane de cetățeni. [Greenpeace](#)

Grecia: În 2022, Grecia a înființat 884 de comunități energetice, având un total de peste 1.700 de proiecte operaționale și o capacitate instalată de peste 1 GW. [ECSR](#)

Germania: Deși nu există date oficiale, estimările indică peste 1.700 de comunități energetice în 2022, majoritatea fiind cooperative de energie regenerabilă. [ECSR](#)

Spania: În anumite comunități, prețul energiei a scăzut cu până la 62% datorită implementării proiectelor de energie comună. [TPNews.ro](#)

Uniunea Europeană: Aproximativ 4% din cetățeni sunt implicați în comunități de energie, totalizând peste 9.000 de astfel de inițiative. [TPNews.ro+1Pagina Unu - Pagina 1 din Romania+1](#)

Aceste date reflectă angajamentul și progresul european în dezvoltarea comunităților energetice, evidențiind atât diversitatea formelor de organizare, cât și impactul pozitiv asupra costurilor energetice și sustenabilității mediului.

România a transpus Directiva RED II, însă legislația națională de transpunere (OUG 163/ 2022) nu face decât să reproducă în limba română principiile generale din legislația europeană, fără operaționalizarea acestora. Legislația națională obligă ministerul de resort la efectuarea analizei obstacolelor și oportunităților, autoritatea de reglementare la organizarea de sesiuni de informare și instruire cu privire la înființarea de comunități de energie și guvernul în ansamblu la dezvoltarea unui cadru favorabil pentru comunitățile de energie. Deși a trecut mai bine de un an de la adoptarea OUG 163/ 2022, niciunul din aceste angajamente nu a fost respectat. În prezent nu există nicio formă de finanțare publică dedicată comunităților de energie sau de sprijin informațional. De altfel, o versiune supusă dezbaterii publice de către Guvern și netransmisă până la urmă Comisiei Europene a capitolului REPowerEU din Planul Național de Redresare și Reziliență recunoștea în detaliu neajunsurile cadrului legislativ actual și propunea derularea unei ample reforme dedicate comunităților de energie.

În ciuda acestui context potrivit, în România s-a dezvoltat, pe întreg teritoriul țării, o mișcare cetățenească ambițioasă de proiectare a unor comunități de energie. Cercetarea [Greenpeace România](#) din 2024 a identificat 21 de proiecte de comunități de energie, din care două au și reușit să se înființeze și să funcționeze, în limitele cadrului legal existent (Cooperativa de Energie, Întrevecini).

În prezent, Ministerul Energiei a elaborat, în baza unui Grup de lucru activ la nivelul ministerului, formați din experți externi, care a activat de-a lungul anului 2024, un concept de cadru favorabil, aflat în prezent în avizare interministerială.

V. ALINIAREA CU STRATEGIA DE DEZVOLTARE A COMUNEI BUTENI

Strategia de Dezvoltare Locală a Comunei Buteni subliniază eforturile autorităților locale de a sprijini dezvoltarea infrastructurii energetice și de a îmbunătăți calitatea vieții cetățenilor. Printre inițiativele importante se numără racordarea clădirilor la rețelele de energie electrică existente, în special în zonele nou intrate în intravilan, destin ate locuințelor, și realizarea unor studii pentru evaluarea necesarului de energie electrică al unităților economice. Aceste măsuri au scopul de a asigura un sistem energetic stabil și eficient pentru viitorul comunei. De asemenea, iluminatul public va fi modernizat prin montarea unor corpuri de iluminat echipate cu lămpi economice, cu comandă centralizată, contribuind astfel la eficiența energetică a localității.

Un alt aspect important este implicarea activă a Primăriei Buteni în sprijinirea cetățenilor pentru accesarea programelor naționale de eficiență energetică, precum „Casa Verde”. Acest program încurajează investițiile în sisteme de energie regenerabilă, precum panouri fotovoltaice sau pompe de căldură, și ajută locuitorii să își reducă costurile energetice și să îmbunătățească performanța energetică a locuințelor. Primăria oferă ghidaj și sprijin logistic cetățenilor în procesul de depunere

a dosarelor pentru obținerea finanțării, asigurându-se că aceștia beneficiază de oportunitățile oferite de program.

În acest context, integrarea unei comunități de energie ar fi o soluție complementară și benefică pentru comuna Buteni. Crearea unei astfel de comunități ar sprijini gestionarea centralizată și eficientă a producției și consumului de energie, contribuind la optimizarea resurselor locale și sprijinind tranziția către surse de energie mai ecologice. Aceasta ar adresa nu doar nevoile energetice ale cetățenilor, ci și ale unităților economice, în concordanță cu obiectivele strategice ale comunei. Astfel, o **comunitate de energie** ar întări infrastructura locală și ar sprijini obiectivele de durabilitate și eficiență energetică, având un impact pozitiv asupra economiei și calității vieții locuitorilor.

VI. SCENARII CU PRIVIRE LA DEZVOLTAREA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA BUTENI

A. SCENARIUL 1

A.1. Scenariul 1 propune instalarea unui parc fotovoltaic de 400 kWp sub administrația publică, care se adaugă la capacitatea existentă deja în comunitate. Acesta urmărește reducerea costurilor energetice printr-o organizare eficientă a producției și consumului, fără integrarea unui sistem de stocare. Proiectul este atractiv din punct de vedere economic, având indicatori financiari favorabili precum un NPV ridicat și o rată internă de rentabilitate (IRR) de peste 30%. De asemenea, se estimează economii semnificative pentru membrii comunității, cu un impact pozitiv asupra sustenabilității locale.

A.2. Varianta acestui scenariu cu sistem de stocare (BESS) adaugă un strat de eficiență și autonomie energetică. Prin integrarea BESS, energia produsă în exces în timpul zilei poate fi stocată și folosită ulterior, reducând pierderile și crescând autoconsumul. Deși investiția inițială este mai mare, beneficiile cresc: riscurile de dezechilibru între producție și consum sunt eliminate, iar stabilitatea rețelei este mult îmbunătățită. Indicatorii financiari rămân puternici, iar economia individuală pe gospodărie poate fi și mai mare, în funcție de profilul de consum. Acest scenariu oferă un control mai mare asupra fluxurilor energetice locale și o protecție crescută față de volatilitatea prețurilor din rețea.

B. SCENARIUL 2

B.1. Scenariul 2 extinde amploarea comunității energetice prin implicarea unui număr mai mare de prosumatori și o capacitate totală instalată mai mare decât în Scenariul 1. Energia regenerabilă este împărțită între prosumatori rezidențiali și consumatori publici, fără a folosi un sistem de stocare. Această variantă este eficientă din punct de vedere economic, însă apare riscul supraproducției în anumite intervale orare, ceea ce ar putea duce la pierderi de energie neconsumată sau limitarea producției. Beneficiile financiare și economiile pentru gospodării sunt vizibile, dar mai sensibile la variațiile consumului și producției.

B.2. Odată cu adăugarea unui sistem BESS, acest scenariu devine cel mai robust și eficient dintre toate. Stocarea energiei asigură o utilizare optimă a producției fotovoltaice, reducând risipa și crescând gradul de autoconsum. Comunitatea beneficiază de o autonomie energetică crescută și de o reducere suplimentară a costurilor energetice. Indicatorii financiari, precum IRR și ROI, rămân solizi, iar investiția este justificată prin stabilitatea pe termen lung și flexibilitatea oferită. Această opțiune maximizează beneficiile pentru întreaga comunitate, atât la nivel economic, cât și din perspectiva sustenabilității și rezilienței energetice.

VII. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI I

A.1. Scenariul S1-PV

Acest scenariu (**S1 – PV**) se referă la dublarea capacității de producție la nivel casnic de la aproximativ 400 kWp, până la 800 kWp și de a se emene instalarea sub administrația publică a unui **parc fotovoltaic de 400kWp** al cărui cost inițial (CAPEX) este detaliat în tabelul următor:

Tabelul 5. Costurile inițiale necesare pentru instalarea parcului fotovoltaic în scenariul S1 - PV

Nr. Crt.	Denumirea	UM	Cantitatea	Prețul unitar (Lei fără TVA)	Valoarea (Lei fără TVA)
1	Panou fotovoltaic - 660 Wp	buc.	610.00	1,456.00	888,160.00
2	Invertor 100 kVA	buc.	4.00	37,110.75	148,443.00
3	Trafo 400 kVA	buc.	1.00	532,318.80	532,318.80
4	Echipament Auxiliar Curenți Slabi	buc.	1.00	49,481.00	49,481.00
	TOTAL ECHIPAMENTE				1,618,402.80
5	Manopera - 15% din costurile cu echipamentele				242.760,40
	Total				1.861.163,20

În acest scenariu puterea totală instalată este de 1200 kWp.

Pentru costurile operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate) considerăm OPEX aproximativ 5000 lei/lună.

Tabelul 6. Parametrii considerați în analiza scenariului S1 - PV sunt centralizați în tabelul următor:

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic S1 - PV	1.861.163,20 lei
2	OPEX	5.000 lei/lună
3	Rata de actualizare (discount rate - r)	3%
4	Rata de degradare anuală (d)	0,5%
5	Durata totală a proiectului	25 ani
6	Costuri cu echilibrarea	0.03 lei/kWh

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 7.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S1 - PV

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
1.354.066,1	2.321.401,0	376.588,4	977.477,8	1.944.812,6

Tabelul 7.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
1.886.468,2	337.046,5	361.666,7	698.713,3	1.524.801,3

Consumul comunității este acoperit în proporție de 16,2% din energia generată de parcul fotovoltaic, iar din aceasta doar 27,8% este utilizată pentru auto-consum și 72,2% este livrată în rețea (Figura 7).

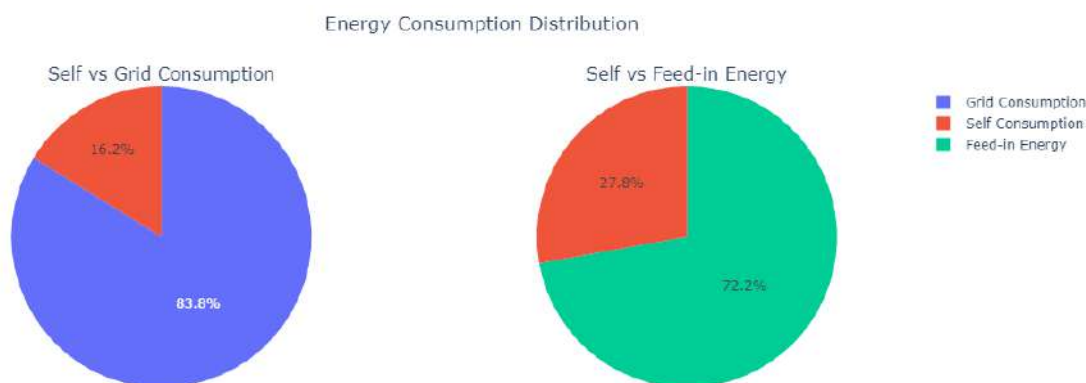


Figura 7. Distribuția energiei generate de sistemele fotovoltaice în scenariul S1 - PV

A.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 8) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 69% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna – 18,49%; primăvara – 34,67%; vara – 34,79%; iarna – 12,03%.

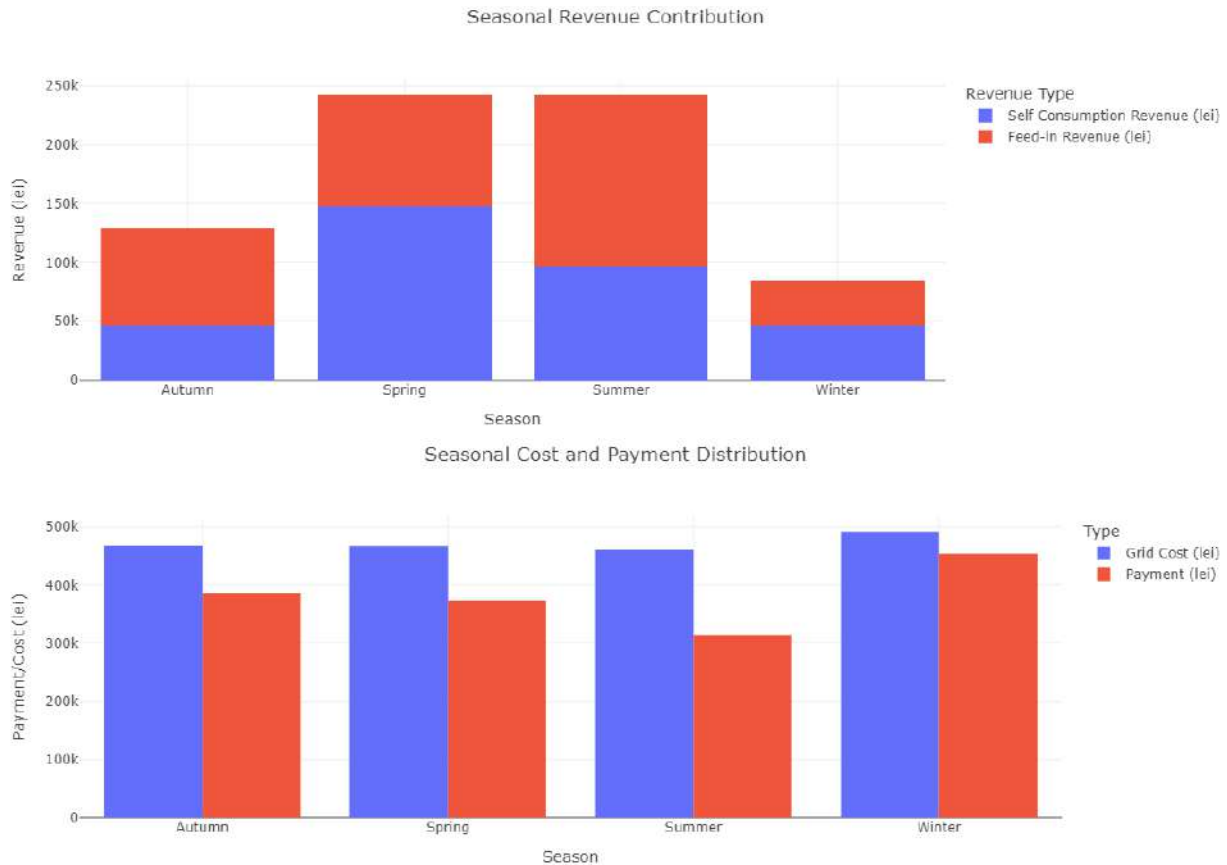


Figura 8. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), diferențele între sezoane sunt mici, doar iarna cheltuielile finale sunt mai mari: toamna – 25,25%; primăvara – 24,43%; vara – 20,54%; iarna – 29,75%.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 9.

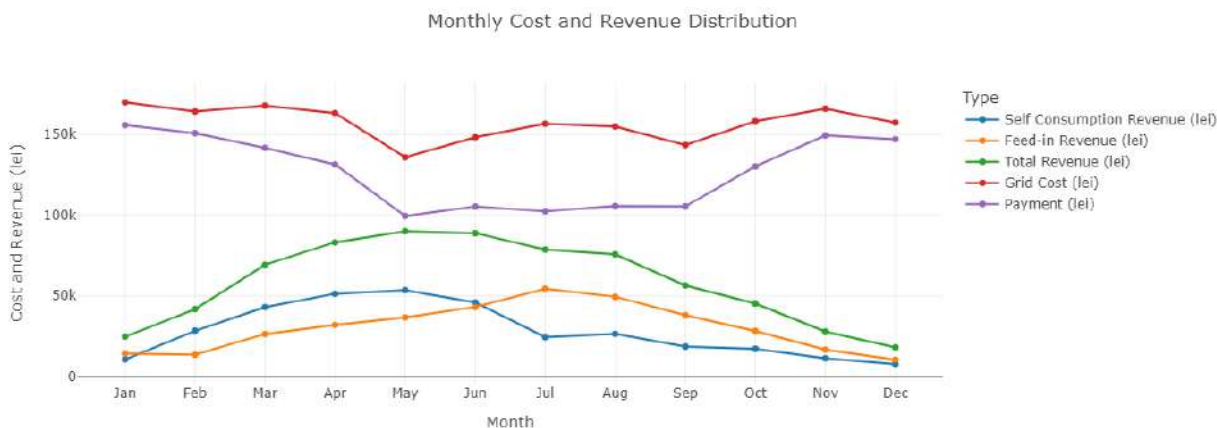


Figura 9. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

Se observă faptul că în lunile de primăvară și vară când producția atinge valorile maxime, plățile finale cu energia electrică sunt diminuate semnificativ ca urmare a veniturilor obținute din livrarea surplusului în rețea.

A.1.2. Analiza indicatorilor economici

Principalii indicatori economici pentru acest scenariu, în varianta în care ToU și FiT au valori fixe (1 leu/kWh, respectiv 0,4 lei/kWh) sunt centralizați în tabelul următor.

Tabelul 8. Indicatorii economici pentru scenariul S1 - PV, varianta V1 pe durata proiectului de 25 ani

Indicator	Valoare
Net Present Value (NPV)	8.645.710,4 lei
Internal Rate of Return (IRR)	33,75%
Payback Period (PBP)	2,93 ani
Profitability Index (PI)	5,65
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,33lei/kWh
Energy Net Revenue (ENR)	14.958.858,2 lei
Return on Investment (ROI)	803,74%

Rezultatele financiare arată că extinderea parcului fotovoltaic cu o capacitate suplimentară de 400 kWp este o decizie foarte avantajoasă din punct de vedere economic. Valoarea actualizată netă (NPV) este de 8.645.710,4 lei, ceea ce înseamnă că, pe parcursul celor 25 de ani de funcționare, proiectul va genera un profit net consistent pentru comunitate.

Rata internă de rentabilitate (IRR) este de 33,75%, adică de peste zece ori mai mare decât rata minimă de referință folosită în calcule (3%). Această valoare arată clar că investiția este profitabilă și atractivă pentru orice investitor interesat de rezultate sustenabile pe termen lung.

Investiția inițială se recuperează rapid, în aproximativ 3 ani, ceea ce reduce semnificativ riscurile financiare. Acest lucru este susținut și de indicatorul PI (profitability index), care are valoarea 5,65. Practic, pentru fiecare leu investit în proiect, se obține un beneficiu de 5,65 lei, ceea ce reflectă un randament excepțional.

Costul mediu de producere a energiei (LCOE) este de doar 0,33 lei/kWh, ceea ce înseamnă că energia produsă local este mult mai ieftină decât cea achiziționată de pe piață. Acest lucru sporește eficiența economică și reduce presiunea financiară asupra membrilor comunității.

Venitul net generat din energie (ENR) este de 14.958.858,2 lei, confirmând faptul că producția și utilizarea energiei regenerabile aduc beneficii economice directe. Randamentul general al investiției (ROI) este de 803,74%, ceea ce înseamnă că investiția este de peste opt ori mai valoroasă decât costul ei inițial.

Toți acești indicatori demonstrează că proiectul nu doar că este viabil, dar este și extrem de rentabil. Extinderea parcului fotovoltaic contribuie activ la independența energetică a comunității și susține o dezvoltare economică durabilă.

A.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității

Comunitatea Buteni este compusă din 1006 de consumatori de energie electrică, dintre care 74 sunt consumatori comerciali și 932 sunt consumatori casnici. Energia generată local se distribuie în cote egale între aceștia, iar beneficiul comunității (Value Share) este distribuit în mod egal membrilor săi. Costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 1850,1 lei.

Pentru varianta în care se utilizează tarifele fixe (varianta V1) au rezultat următorii indicatori:

Tabelul 9. Indicatorii anuali calculați ca valoare medie per membru în scenariul S1 - PV

Indicator calculat pe membru	Valoare
Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) - $InitialPayment_m$	2.238,3 lei
Costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor - $Payment_m$	1.875,2 lei
Beneficii anuale primite în urma redistribuirii - VS_m	359,5 lei
Cost final anual suportat de membru pentru energia consumată - $FinalPayment_m$	1.515,7 lei
Gradul de economisire - $CostSaving_m$	32,28%
Rentabilitatea participării la comunitate - ROI_m	803,74%

Analiza indicatorilor economici calculați pentru fiecare membru al comunității Buteni, în scenariul S1-PV cu tarife fixe, evidențiază avantaje semnificative pentru toți participanții. Costul inițial anual este de 2.238,3 lei per membru, iar după instalarea parcului fotovoltaic și redistribuirea beneficiilor, costul anual înainte de aplicarea redistribuirii beneficiilor scade la 1.875,2 lei. Redistribuirea beneficiilor contribuie cu 359,5 lei anual pentru fiecare membru, reducând astfel

costul final anual suportat (pentru energia consumată la 1.515,7 lei. Aceasta reprezintă o reducere semnificativă a costurilor individuale cu energia, reflectată într-un grad de economisire de 32,28%.

A.1.4. Analiza de risc

Prin aplicarea metodei Monte Carlo se obțin următoarele distribuții ale indicatorilor NPV și IRR (Figura 10).

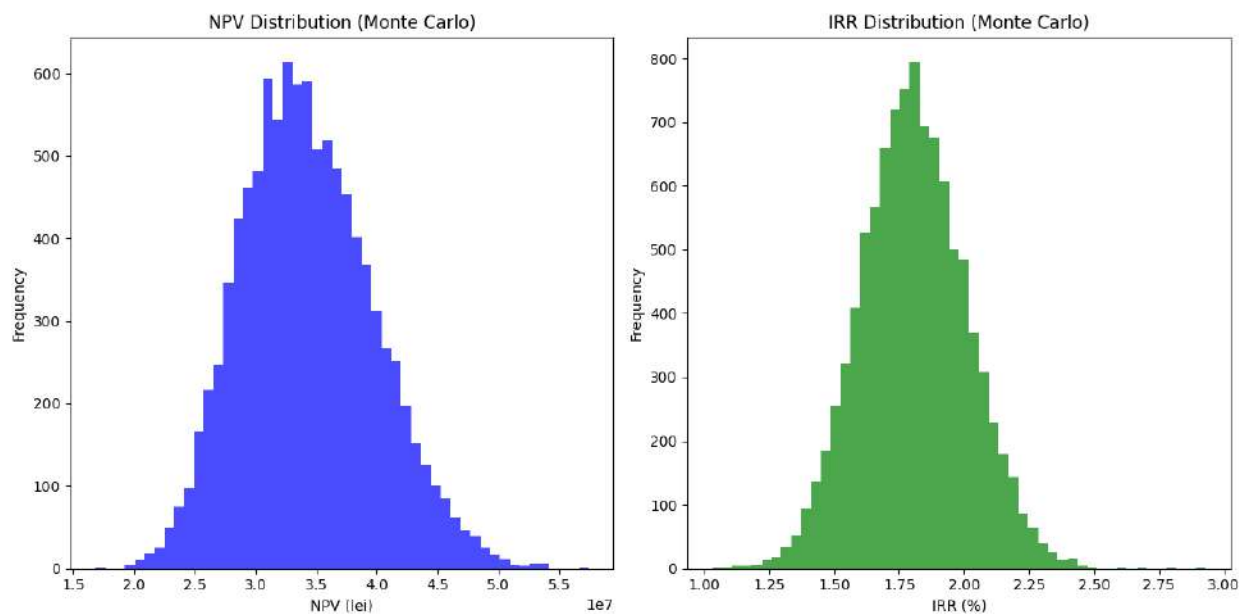


Figura 10. Distribuția indicatorilor NPV și IRR în analiza Monte Carlo

Distribuția NPV este centrată în jurul unei valori pozitive (aproximativ 3 – 4 milioane lei). Probabilitate pozitivă este de 100% ceea ce indică faptul că, indiferent de variațiile introduse (generare, tarife, costuri operaționale), proiectul este profitabil în toate scenariile simulate.

Distribuția IRR arată valori între aproximativ 1,5% și 2,2%, centrate pe o medie de aproximativ 2.0%. Chiar și în scenariile cele mai nefavorabile în care costurile operaționale ar crește cu 10% sau în care tarifele s-ar majora cu 10% și energia generată s-ar micșora cu 10%, rata internă de rentabilitate rămâne pozitivă, indicând robustețea proiectului.

Analiza de risc demonstrează faptul că proiectul este extrem de sigur, având NPV pozitiv în toate simulările. Proiectul are un risc scăzut, iar variațiile în generare, tarife sau costuri au un impact limitat asupra viabilității economice. Intervalul IRR relativ restrâns indică o consistență a rezultatelor financiare.

A.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității

S-au utilizat variantele tarifare V1-V5 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate.

Tabelul 10. Variantele tarifare utilizate în analiză

Variantă	FiT (lei/kWh)	ToU (lei/kWh)
V1	0.3	1
V2	0.36	1.2
V3	0.45	1.5
V4	0.6	2
V5	0.5	ToU diferentiat între 0.8 și 1.5

Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 11. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității în scenariul S1 - PV pentru variantele V1 – V5

Variantă	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	2.251.759,0	1.886.468,3	337.046,6	361.666,8	698.713,4	1.524.801,5
V2	2.855.323,3	2.275.430,8	404.455,9	439.865,0	844.320,9	1.835.565,8
V3	3.551.743,6	2.858.874,6	505.569,9	557.162,3	1.062.732,2	2.301.712,3
V4	4.712.444,1	3.831.280,9	674.093,2	752.657,9	1.426.751,1	3.078.623,0
V5	2.725.435,2	2.285.866,9	403.525,0	459.414,6	862.939,6	1.826.452,4

Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV sunt reprezentate în Figura 11.

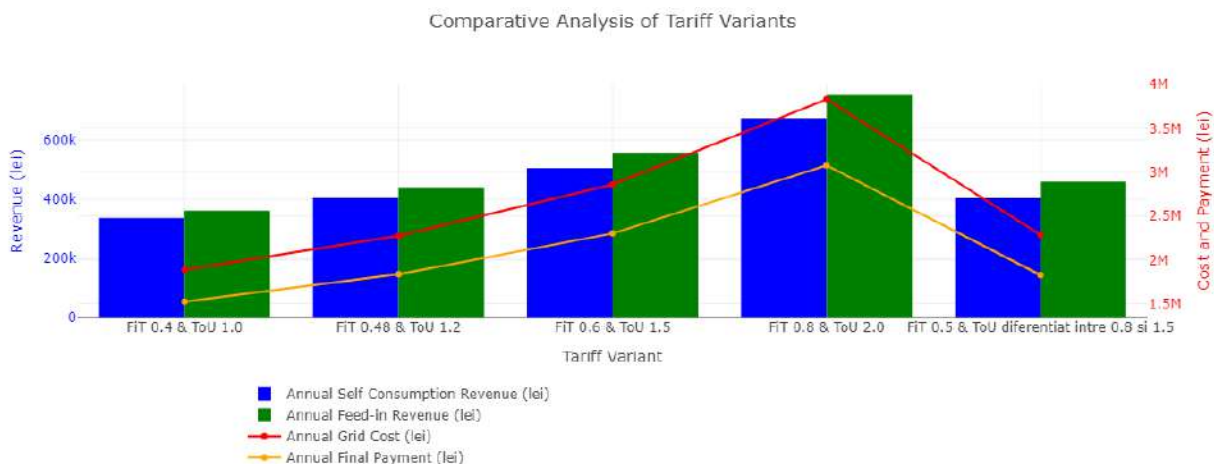


Figura 11. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani:

Tabelul 12. Indicatorii economici pentru scenariul S1 - PV utilizând variantele tarifare V1 – V5

Varianta	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	8.645.710,4	33,75 %	2,93	5,6 5	0,33	14.958.858,2	803,74%
V2	7.583.992,9	41,60 %	2,38	5,0 6	0,29	18.388.782,3	988,03%
V3	10.223.416,7	53,35 %	1,86	6,4 9	0,29	23.533.668,5	1264,46 %
V4	14.622.456,4	72,91 %	1,36	8,8 6	0,29	32.108.478,9	1725,18 %
V5	7.808.992,9	42,60 %	2,33	5,1 8	0,29	18.827.362,8	1011,59 %

Modul în care sunt stabilite tarifele pentru energia produsă și consumată în cadrul comunității influențează direct atât **costurile suportate**, cât și **veniturile generate din autoconsum și din vânzarea energiei în rețea**. Aceste diferențe afectează în mod semnificativ **sustenabilitatea economică a proiectului**.

În varianta V1, care folosește tarife fixe mai scăzute (0,3 lei/kWh pentru energia vândută – FiT – și 1 leu/kWh pentru energia consumată – ToU), proiectul are un profit net actualizat (NPV) de 8.645.710,4 lei, o rată internă de rentabilitate (IRR) de 33,75% și o perioadă de recuperare a

investiției (PBP) de 2,93 ani. Aceste valori confirmă că proiectul este profitabil, dar **mai puțin rentabil** comparativ cu variantele cu tarife mai mari.

În varianta V2 (FiT 0,36 lei/kWh și ToU 1,2 lei/kWh), performanța financiară se îmbunătățește. IRR crește la 41,60%, iar perioada de recuperare scade la 2,38 ani. Veniturile nete din energie (ENR) ajung la 18.388.782,3 lei, iar rentabilitatea investiției (ROI) urcă la 988,03%. Aceste cifre arată o **creștere importantă a câștigurilor din energia produsă și consumată în comunitate**.

Varianta V3, cu tarife și mai ridicate (FiT 0,45 lei/kWh și ToU 1,5 lei/kWh), oferă un salt semnificativ în performanța economică. NPV urcă la 10.223.416,7 lei, IRR ajunge la 53,35%, iar investiția se recuperează în doar 1,86 ani. ROI este de 1264,46%, iar venitul net generat din energie atinge 23.533.668,5 lei. Aceste valori reflectă **o eficiență economică ridicată și o rentabilitate excelentă** pentru comunitate.

Cea mai avantajoasă variantă este V4, care folosește cele mai mari tarife (FiT 0,6 lei/kWh și ToU 2 lei/kWh). Aceasta se remarcă prin cei mai buni indicatori economici: NPV de 14.622.456,4 lei, IRR de 72,91% și o perioadă extrem de scurtă de recuperare – doar 1,36 ani. ROI atinge 1725,18%, iar venitul net din energie ajunge la 32.108.478,9 lei. Aceste rezultate confirmă că **tarifele ridicate pot maximiza profitabilitatea și eficiența investiției**.

Pe de altă parte, varianta V5, care aplică tarife diferențiate în funcție de orele din zi (FiT 0,5 lei/kWh și ToU între 0,8 și 1,5 lei/kWh), oferă un echilibru interesant. NPV este de 7.808.992,9 lei, IRR este de 42,60%, iar recuperarea investiției are loc în 2,33 ani. ROI este de 1011,59%, iar ENR de 18.827.362,8 lei. Deși mai puțin performantă decât V3 și V4, această variantă rămâne **o opțiune solidă și stabilă**, mai ales pentru comunitățile care preferă o flexibilitate mai mare în tarife.

În concluzie, variantele tarifare mai ridicate, în special V3 și V4, duc la **o rentabilitate excelentă și la performanțe economice superioare**. În schimb, variantele cu tarife mai mici, precum V1 și V5, oferă mai multă **stabilitate financiară**, dar cu câștiguri mai moderate. Comunitatea poate alege varianta cea mai potrivită în funcție de priorități: **maximizarea profitului** sau **menținerea unor costuri de pornire reduse**.

A.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate membrilor comunității, au fost calculați valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 13. Indicatori anuali per membru calculați în scenariul S1 - PV pentru variantele V1-V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$	Beneficii primite în urma redistribuirii iVS_m	Cost final suportat de membru pentru energia	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)

		(lei)	(lei)	consumată <i>FinalPayment_m</i> (lei)		
V1	2.238,3	1.875,2	359,5	1.515,7	32,28%	803,74%
V2	2.838,3	2.261,9	437,2	1.824,6	35,71%	988,03%
V3	3.530,6	2.841,8	553,8	2.288,0	35,19%	1264,46%
V4	4.684,3	3.808,4	748,2	3.060,3	34,67%	1725,18%
V5	2.709,2	2.272,2	456,7	1.815,6	32,98%	1011,59%

Rezultatele sugerează diferențe semnificative între variantele tarifare din perspectiva beneficiilor anuale distribuite membrilor comunității, evidențiind impactul pe care structura tarifară îl are asupra economiilor individuale și rentabilității participării.

În varianta V1, costul final suportat de membru este cel mai mic, de 1.515,7 lei, iar gradul de economisire este de 32,28%. Acest lucru indică faptul că membrii comunității beneficiază de costuri reduse imediat după formarea comunității, însă cu beneficii redistribuite mai mici comparativ cu variantele care utilizează tarife mai ridicate.

În varianta V2, costul final crește ușor la 1.824,6 lei, dar gradul de economisire crește la 35,71%, ceea ce reflectă o eficiență economică îmbunătățită datorită veniturilor mai mari generate din autoconsum și livrare în rețea. În plus, rentabilitatea participării se îmbunătățește, ajungând la 988,03%.

Varianta V3, care presupune tarife de 0,45 lei/kWh pentru FiT și 1,5 lei/kWh pentru ToU, oferă beneficii redistribuite semnificative (553,8 lei per membru) și o rentabilitate ridicată de 1264,46%. Totuși, costul final crește la 2.288,0 lei, ceea ce poate reduce atractivitatea pentru membrii care prioritizează reducerea imediată a costurilor.

În varianta V4, deși costul final (3.060,3 lei) este cel mai ridicat, gradul de economisire rămâne semnificativ (34,67%), iar rentabilitatea participării (1725,18%) atinge cel mai înalt nivel dintre toate variantele. Această variantă maximizează beneficiile economice pentru cei care pot suporta un cost mai ridicat.

Varianta V5, cu tarife diferențiate, oferă un echilibru între economii și rentabilitate. Costul final suportat este de 1.815,6 lei, cu beneficii redistribuite (456,7 lei) și un grad de economisire de 32,98%. Rentabilitatea participării (1011,59%) arată că această variantă este atractivă pentru membrii care doresc beneficii stabile și echitabile.

Pentru cele 5 variante de tarifare sunt reprezentate comparativ costurile finale cu energia electrică și gradul de economisire în scenariul S1 - PV (Figura 12).

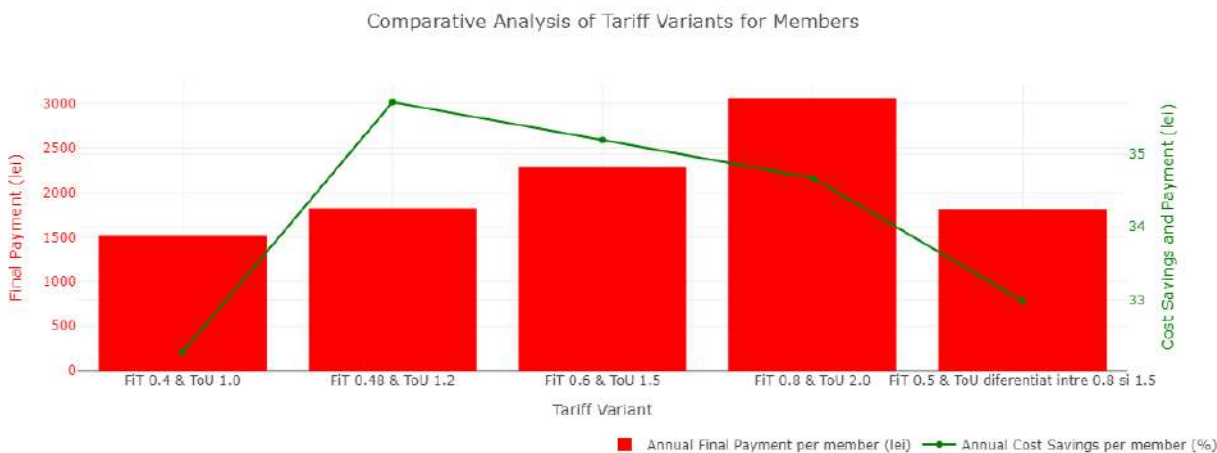


Figura 12. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S1 - PV

Se observă faptul că variantele cu tarife mai ridicate (V3 și V4) maximizează rentabilitatea și veniturile redistribuite, în timp ce variantele cu tarife mai mici (V1 și V5) oferă costuri finale mai reduse și o stabilitate mai mare pentru membrii comunității.

A.2. Scenariul S1-BESS

Acest scenariu (S1 – BESS) se referă la instalarea unui parc fotovoltaic de 400kWp (puterea totală instalată ajungând la 1,2 MWp) și a unei instalații de stocare (Battery Energy Storage – BESS) cu o capacitate de 2,1MWh și putere de 700kW al căror cost inițial (CAPEX) este detaliat în tabelul următor:

Tabelul 14. Costuri inițiale pentru scenariul S1-BESS

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 400 kWp	1.861.163,20 lei
2	CAPEX sistem stocare 2,1 MWh/700kW (aprox. 250,000 Euro/MWh)	2.625.000,00 lei
	TOTAL CAPEX	4.486.163,20 lei

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

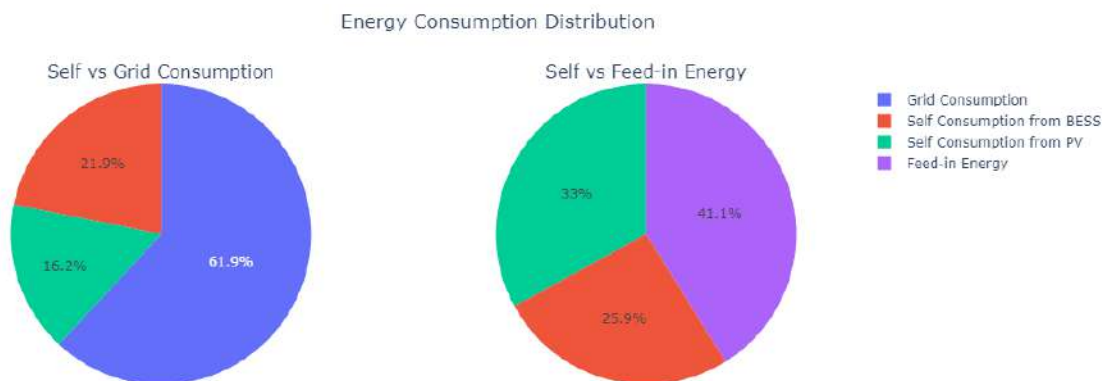
Tabelul 15.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S1 - BESS

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
1.354.066,1	2.321.401,0	884.190,0	469.666,1	1.437.211,0

Tabelul 15.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S1 - BESS

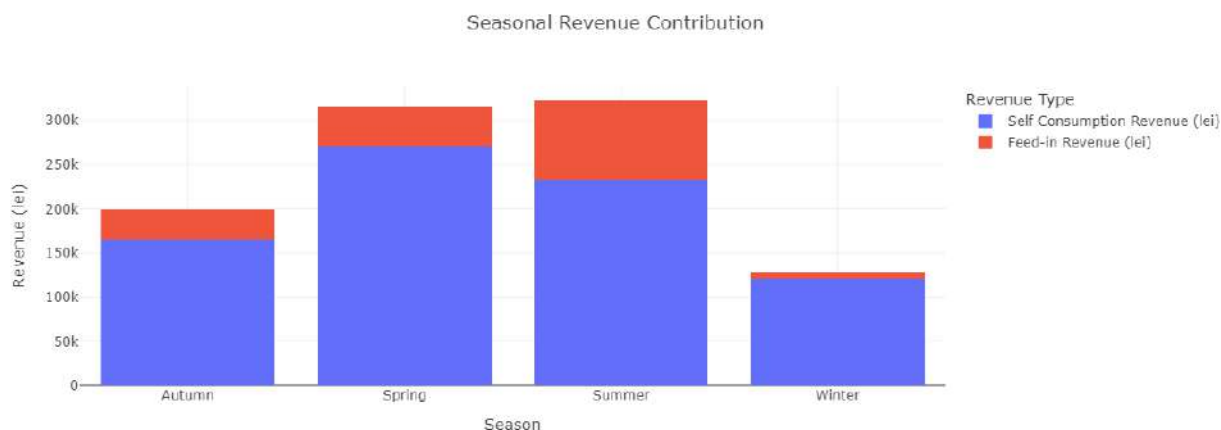
Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
1.394.094,7	791.350,0	173.776,4	965.126,5	1.220.318,2

Consumul comunității este acoperit în proporție de 38,1% din energia generată de parcul fotovoltaic, iar din aceasta 58,9% este utilizată pentru auto-consum și 41,1% este livrată în rețea (Figura 13).

**Figura 13.** Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S1 - BESS

A.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 14) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 66% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna –20,61%; primăvara – 32,60%; vara – 33,52%; iarna – 13,26%.



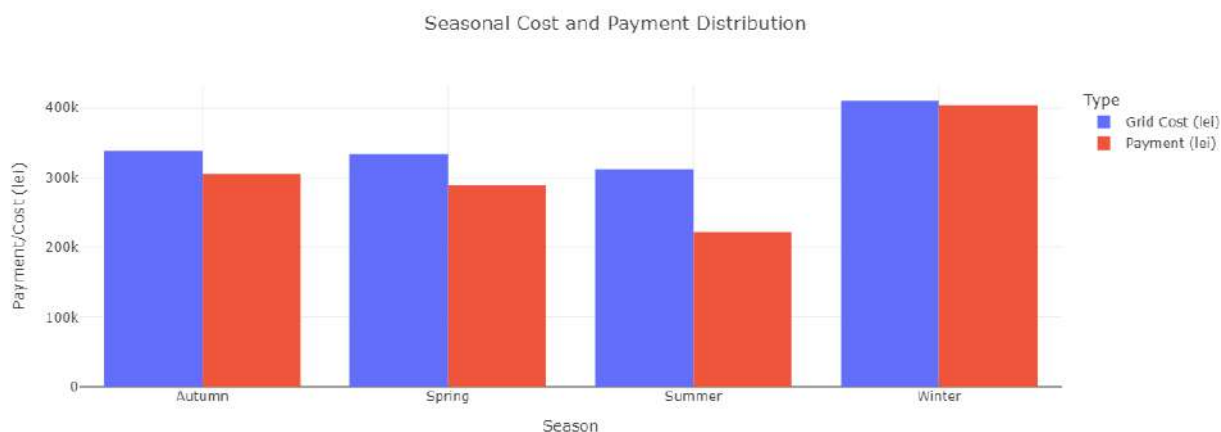


Figura 14. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - BESS

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), diferențele între sezoane sunt mai mari față de scenariul S1 - PV, după cum urmează: toamna – 25,02%; primăvara – 23,75%; vara – 18,15%; iarna – 33,07%.

Față de scenariul anterior (S1 - PV) se constată o creștere a veniturilor totale de 138% și o scădere a cheltuielilor cu 20% (Figura 15).

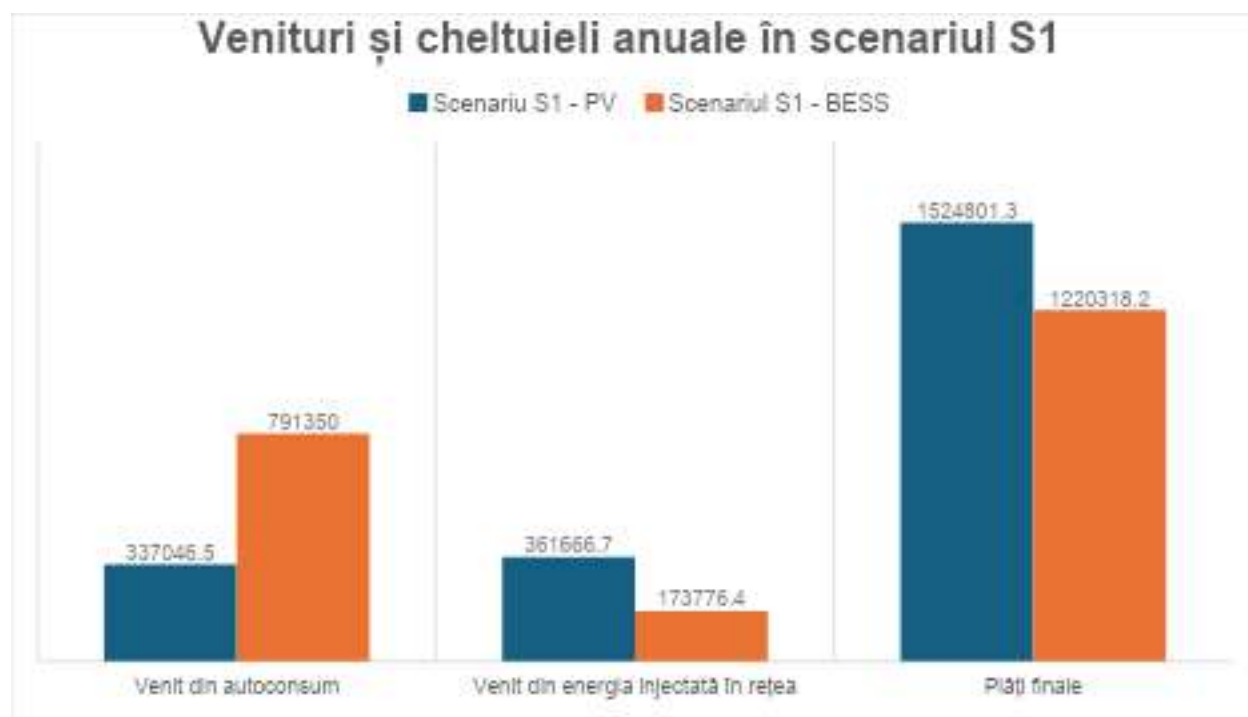


Figura 15. Comparatie între veniturile și cheltuielile înregistrate în cele 2 variante ale scenariului 1 (S1 – PV și S1 – BESS)

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 16.

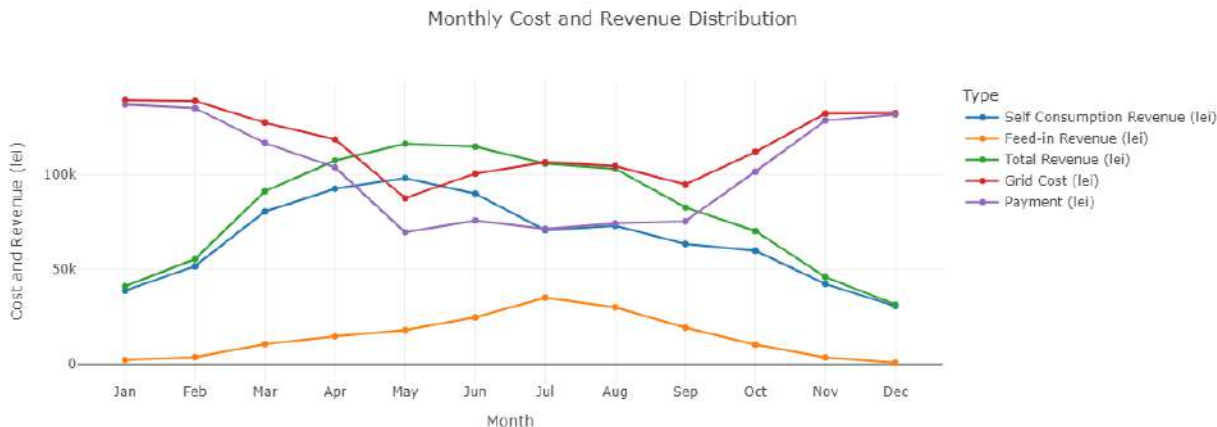


Figura 16. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - BESS

Se remarcă faptul că, în lunile de iarnă și în luna noiembrie, când producția fotovoltaică este redusă, plățile finale și costurile asociate energiei consumate din rețea sunt aproape egale. În schimb, în lunile de primăvară și vară, când producția fotovoltaică atinge niveluri maxime, plățile finale pentru energia electrică scad semnificativ datorită veniturilor generate din livrarea surplusului de energie în rețea.

A.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S1 - BESS

S-au utilizat aceleași variantele tarifare V1-V5 din Tabelul 6 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 16. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității pentru variantele V1 – V5 în scenariul S1 - BESS

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	2.251.759,0	1.394.094,7	791.350,1	173.776,5	965.126,5	1.220.318,2
V2	2.855.323,3	1.681.536,9	949.620,1	211.349,8	1.160.969,8	1.470.187,1
V3	3.551.743,6	2.112.700,2	1.187.025,1	267.709,7	1.454.734,8	1.844.990,5
V4	4.712.444,1	2.831.305,7	1.582.700,1	361.642,9	1.944.343,1	2.469.662,8
V5	2.725.435,2	1.541.397,4	1.083.454,4	220.743,1	1.304.197,4	1.320.654,3

Analiza comparativă a costurilor veniturilor și a costurilor cu energia electrică sunt reprezentate în Figura 17.

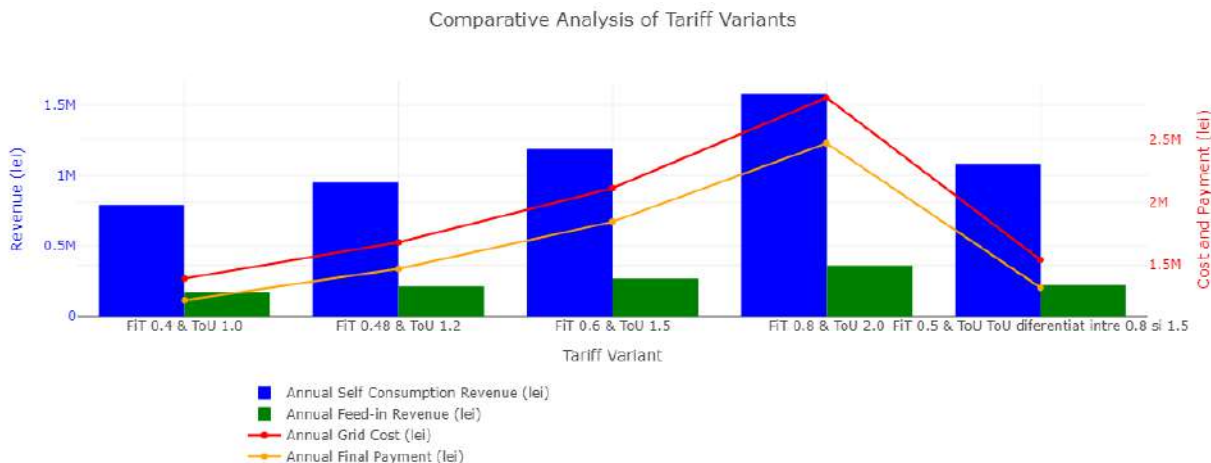


Figura 17. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S1 - BESS

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani în scenariul S1 – BESS.

Tabelul 17. Indicatorii economici pentru scenariul S1 - BESS utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variant a	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	10.425.256,0	19,43%	5,01	3.32	0,27	21.234.473,7	473,33 %
V2	8,701,383.0	23,91%	4,11	2.94	0,25	25.847.749,1	576,17 %
V3	12,228,875.9	30,53%	3,24	3.73	0,25	32.767.662,1	730,42 %
V4	18,108,030.7	41,48%	2,39	5.04	0,25	44.300.850,5	987,50 %
V5	10,421,242.2	27,15%	3,63	3.32	0,25	29.221.611,6	651,37 %

După formarea comunității de energie, costurile pentru energia furnizată din rețea au scăzut semnificativ. Această reducere arată că **proiectul contribuie direct la diminuarea dependenței de rețeaua electrică externă**, prin folosirea energiei produse local și stocată inteligent. Veniturile generate din autoconsum (energia produsă și consumată direct în comunitate) și din livrarea surplusului în rețea cresc, în special în variantele tarifare care încurajează folosirea eficientă a resurselor și a bateriei.

În **varianta V1**, cu tarife fixe mai mici (0,3 lei/kWh pentru vânzare – FiT și 1 leu/kWh pentru consum – ToU), proiectul generează un profit net actualizat (NPV) de **10.425.256 lei**, o rată internă de rentabilitate (IRR) de **19,43%**, și o perioadă de recuperare a investiției (PBP) de **5,01 ani**. Deși perioada de recuperare este ceva mai lungă, rentabilitatea este solidă, cu un ROI de **473,33%**. Costul mediu de producție a energiei (LCOE) este foarte eficient, de **0,27 lei/kWh**.

Varianta V2, cu tarife ușor mai mari (FiT 0,36 lei/kWh și ToU 1,2 lei/kWh), aduce o îmbunătățire generală a performanței. IRR urcă la **23,91%**, iar investiția se recuperează mai rapid, în **4,11 ani**. Deși NPV scade la **8.701.383 lei**, venitul net din energie ajunge la **25.847.749,1 lei**, iar ROI crește la **576,17%**, ceea ce reflectă un echilibru foarte bun între costuri și beneficii.

Varianta V3, cu tarife mai ridicate (FiT 0,45 lei/kWh și ToU 1,5 lei/kWh), oferă o performanță semnificativ îmbunătățită: NPV ajunge la **12.228.875,9 lei**, IRR la **30,53%**, iar PBP scade la **3,24 ani**. Rentabilitatea este ridicată, cu un ROI de **730,42%**, iar venitul net generat din energie este de **32.767.662,1 lei**. Această variantă este ideală pentru comunitățile care urmăresc maximizarea câștigurilor.

Varianta V4, cu cele mai mari tarife aplicate (FiT 0,6 lei/kWh și ToU 2 lei/kWh), este cea mai profitabilă. NPV atinge **18.108.030,7 lei**, IRR urcă la **41,48%**, iar perioada de recuperare scade la **2,39 ani** – o viteză remarcabilă. ROI este de **987,50%**, iar venitul net urcă la **44.300.850,5 lei**, ceea ce face această variantă extrem de avantajoasă pentru comunitățile care își permit un cost inițial mai ridicat.

Varianta V5, cu tarife diferențiate (FiT 0,5 lei/kWh și ToU între 0,8 și 1,5 lei/kWh), oferă un **compromis echilibrat**. NPV este de **10.421.242,2 lei**, IRR de **27,15%**, iar PBP de **3,63 ani** – ceea ce înseamnă o recuperare rapidă. Venitul net din energie este de **29.221.611,6 lei**, iar ROI ajunge la **651,37%**, indicând o performanță financiară solidă și stabilă.

A.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în scenariul S1 - BESS în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 4459,41 lei. Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate membrilor comunității, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 18. Indicatori anuali per membru calculați pentru variantele V1-V5 în scenariul S1 - BESS

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică <i>InitialPayment_m</i>	Costul înainte de redistribuire	Beneficii primite în urma	Cost final suportat de membru	Gradul de economisire <i>CostSaving_m</i>	Rentabilitatea participării la

	(lei)	a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	redistribuirii i VS_m (lei)	pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	(%)	comunitate ROI_m (%)
V1	2.238,3	1.385,8	172,7	1.213,0	45,81%	473,33%
V2	2.838,3	1.671,5	210,1	1.461,4	48,51%	576,17%
V3	3.530,6	2.100,1	266,1	1.834,0	48,05%	730,42%
V4	4.684,3	2.814,4	359,5	2.454,9	47,59%	987,50%
V5	2.709,2	1.532,2	219,4	1.312,8	51,54%	651,37%

Analiza anuală pe membru a scenariului S1-BESS arată că participarea în comunitatea energetică aduce **avantaje semnificative**: costuri mai mici la facturile de energie, redistribuirea echitabilă a veniturilor, precum și un nivel ridicat de rentabilitate pentru contribuția făcută.

În **varianta V1**, fiecare membru plătește în medie **1.213 lei pe an**, iar economia față de situația inițială este de **45,81%**. Rentabilitatea investiției (ROI) ajunge la **473,33%**, ceea ce înseamnă o eficiență financiară solidă, chiar dacă nu la fel de ridicată ca în variantele cu tarife mai mari.

Odată cu creșterea tarifelor în **varianta V2**, costul final urcă la **1.461,4 lei**, însă gradul de economisire se îmbunătățește, ajungând la **48,51%**. De asemenea, ROI crește la **576,17%**, ceea ce reflectă un **echilibru mai bun între economii și profitabilitate** pentru fiecare participant.

În **varianta V3**, venitul redistribuit către fiecare membru este mai mare – **266,1 lei/an** –, ceea ce duce la un cost final de **1.834 lei**. Deși costul este mai mare, economia realizată rămâne ridicată, la **48,05%**, iar **rentabilitatea crește semnificativ la 730,42%**, semnalând o investiție foarte avantajoasă pentru cei care pot susține un cost puțin mai mare.

Varianta V4 este cea mai profitabilă dintre toate. Fiecare membru primește **359,5 lei/an** din beneficiile comune, iar **ROI atinge un maxim de 987,50%**. Costul final anual este însă cel mai ridicat, **2.454,9 lei**, ceea ce poate reprezenta un dezavantaj pentru cei care doresc economii imediate mai mari, deși **pe termen lung rămâne varianta cea mai câștigătoare**.

Varianta V5, cu tarife diferențiate în funcție de intervalele orare, reușește să atingă **cel mai mare grad de economisire – 51,54%**, cu un cost final de **1.312,8 lei**. Rentabilitatea investiției este foarte bună – **651,37%**, ceea ce face ca această variantă să fie **cea mai echilibrată** din punctul de vedere al raportului cost-beneficiu pentru membrii comunității.

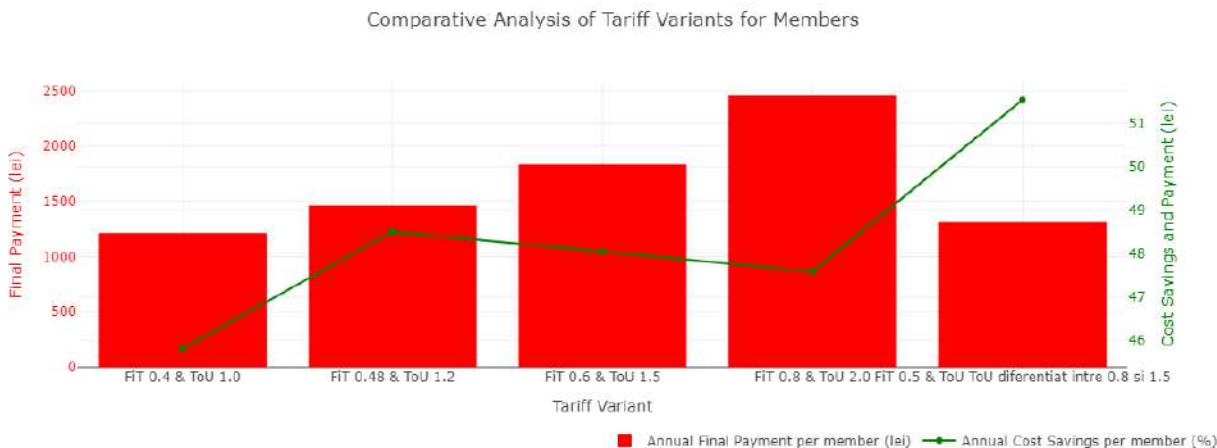


Figura 18. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S1 – BESS

Figura 18 arată că variantele tarifare cu tarife mai ridicate (V3 și V4) maximizează rentabilitatea și beneficiile redistribuite, în timp ce variantele cu tarife mai moderate (V1, V2 și V5) oferă costuri finale mai scăzute și economii mai mari pentru membrii comunității. Varianta V5 este cea mai echilibrată, având cel mai mare grad de economisire (51,54%) și un cost final anual redus, ceea ce o face atractivă pentru membrii care doresc un raport optim între costuri și beneficii. Comunitatea poate alege varianta tarifară optimă în funcție de prioritățile sale strategice, fie că acestea sunt maximizarea economiilor, reducerea costurilor finale sau creșterea ROI.

VIII. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI II

B.1. Scenariul S2 - PV

Acest scenariul (S2 – PV) se referă la **extinderea puterii instalate la 2,1 MWp prin instalarea unui parc fotovoltaic de 1300kWp** al cărui cost inițial (CAPEX) este estimat la 3.910.000 lei. Estimarea este realizată pe baza CAPEX din scenariul S1.

Pentru costurile operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate) considerăm OPEX similar cu cel din scenariul S1, aproximativ 5000 lei/lună.

Tabelul 19. Parametrii considerați în analiza scenariului S2 - PV

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 1300 kWp	3.910.000,0 lei
2	OPEX	5.000 lei/lună
3	Rata de actualizare (discount rate - r)	3%
4	Rata de degradare anuală (d)	0,5%

5	Durata totală a proiectului	25 ani
6	Costuri cu echilibrarea	0.03 lei/kWh

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 20. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S2 - PV

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
2.321.401,0	2.321.401,0	426.546,1	1.894.854,8	1.894.854,8

Tabelul 21. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S2 - PV

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
1.838.009,2	381.758,7	701.096,3	1.082.855,1	1.136.912,9

Consumul comunității este acoperit în proporție de 18,4% din energia generată de parcul fotovoltaic, iar din aceasta 18,4% este utilizată pentru auto-consum și 81,6% este livrată în rețea (Figura 19).

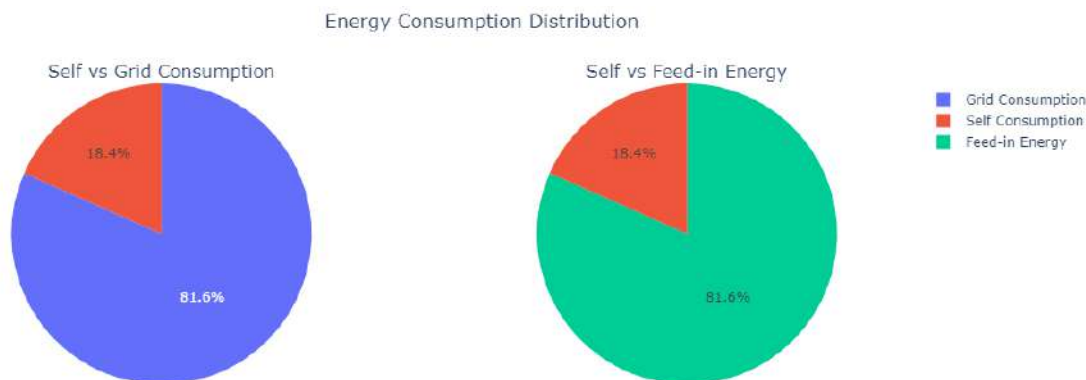


Figura 19. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S2 - PV

B.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 14) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 70% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna –18,98%; primăvara – 33,48%; vara – 35,66%; iarna – 11,86%.

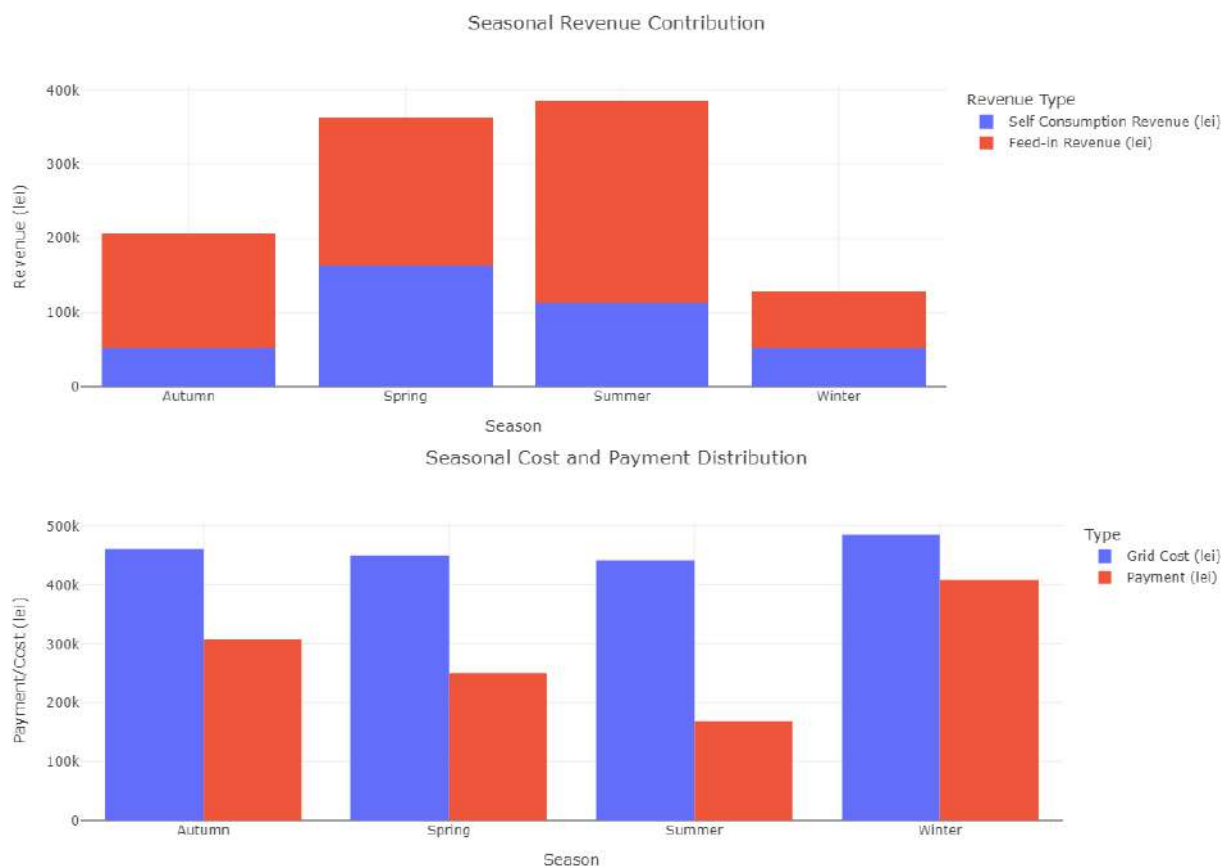


Figura 20. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), diferențele între sezoane sunt mai mari față de scenariul S1 - PV, după cum urmează: toamna – 27,11%; primăvara – 22,07%; vara – 14,85%; iarna – 35,96%.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 21.

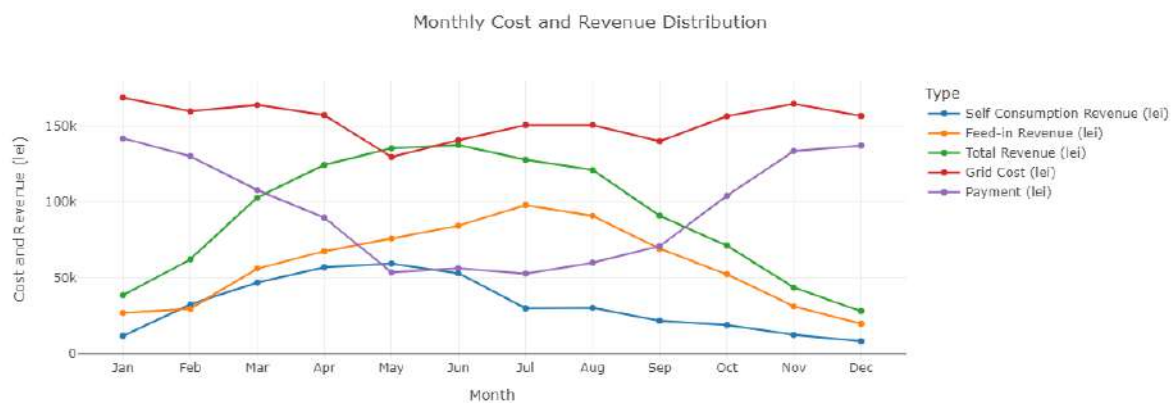


Figura 21. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

Se remarcă faptul că în lunile de primăvară și vară, când producția fotovoltaică atinge niveluri maxime, plățile finale pentru energia electrică scad semnificativ datorită veniturilor generate din livrarea surplusului de energie în rețea.

B.1.2. Analiza indicatorilor economici

Principalii indicatori economici pentru acest scenariu, în varianta în care ToU și FiT au valori fixe (1 leu/kWh, respectiv 0,4 lei/kWh) sunt centralizați în tabelul următor.

Tabelul 22. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - PV, varianta V1 pe durata proiectului de 25 ani

Indicator	Valoare
Net Present Value (NPV)	12.947.797,5 lei
Internal Rate of Return (IRR)	25,55%
Payback Period (PBP)	3,85 ani
Profitability Index (PI)	4,31
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,49 lei/kWh
Energy Net Revenue (ENR)	24.007.681,9 lei
Return on Investment (ROI)	614,01%

Net Present Value (**NPV**) de 12.947.797,5 lei, confirmă că proiectul generează valoare economică semnificativă pe parcursul celor 25 de ani, fiind o investiție profitabilă pentru comunitate. Internal Rate of Return (**IRR**) de 25,55%, arată o rată de rentabilitate internă considerabil mai mare decât costul tipic al capitalului, ceea ce subliniază atractivitatea proiectului pentru investitori.

Payback Period (**PBP**) este de 3,85 ani, ceea ce indică o recuperare relativ rapidă a investiției inițiale, ceea ce reduce riscurile financiare asociate proiectului.

Profitability Index (**PI**) de 4,31 arată eficiența utilizării resurselor financiare investite. Levelized Cost of Energy (**LCOE**) de 0,49 lei/kWh este relativ scăzut și sub valorile tipice ale prețurilor de piață (ToU=1 leu/kWh), ceea ce arată eficiența economică în generarea energiei electrice prin acest parc fotovoltaic.

Energy Net Revenue (**ENR**) de 24.007.681,9 lei reflectă veniturile nete generate de proiect, evidențiind potențialul său de a susține comunitatea atât din punct de vedere financiar, cât și energetic.

Return on Investment (**ROI**) de 614,01%, confirmă rentabilitatea semnificativă a proiectului, demonstrând că acesta oferă un randament excelent pe termen lung.

B.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității

În acest scenariu costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 3.886,7 lei.

Pentru varianta în care se utilizează tarifele fixe (varianta V1) au rezultat următorii indicatori:

Tabelul 23. Indicatorii anuali calculați ca valoare medie per membru în scenariul S2 - PV

Indicator calculat pe membru	Valoare
Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) - $InitialPayment_m$	2.238,3 lei
Costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor - $Payment_m$	1.827,1 lei
Beneficii anuale primite în urma redistribuirii - VS_m	696,9 lei
Cost final anual suportat de membru pentru energia consumată - $FinalPayment_m$	1.130,1 lei
Gradul de economisire - $CostSaving_m$	49,51%
Rentabilitatea participării la comunitate - ROI_m	614,01%

Costul inițial anual înainte de instalarea parcului fotovoltaic este de 2.238,3 lei. După instalarea acestora, costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor scade semnificativ la 1.827,1 lei, datorită reducerii dependenței de rețea. Redistribuirea beneficiilor de 696,9 lei pe membru anual, contribuie suplimentar la reducerea costurilor individuale.

Costul final anual suportat de membru pentru energia consumată este de doar 1.130,1 lei, ceea ce reprezintă o reducere semnificativă comparativ cu situația inițială. Gradul de economisire ajunge la 49,51%, reflectând eficiența sistemului și avantajele economice directe pentru fiecare membru al comunității.

Rentabilitatea participării la comunitate de 614,01% confirmă că proiectul rămâne profitabil, chiar și cu un cost inițial mai ridicat. Această rentabilitate solidă este susținută de economia obținută din costurile energetice și beneficiile directe ale livrării energiei în rețea.

Scenariul S1-PV oferă beneficii economice semnificative pentru membrii comunității, prin reducerea costurilor finale cu energia și creșterea gradului de economisire. Deși costul inițial pe membru este mai mare (CAPEX), rezultatele indică o rentabilitate bună și un impact pozitiv asupra sustenabilității energetice și economice a comunității.

B.1.4. Analiza de risc pentru scenariul

Prin aplicarea metodei Monte Carlo se obțin următoarele distribuții ale indicatorilor NPV și IRR (Figura 22).

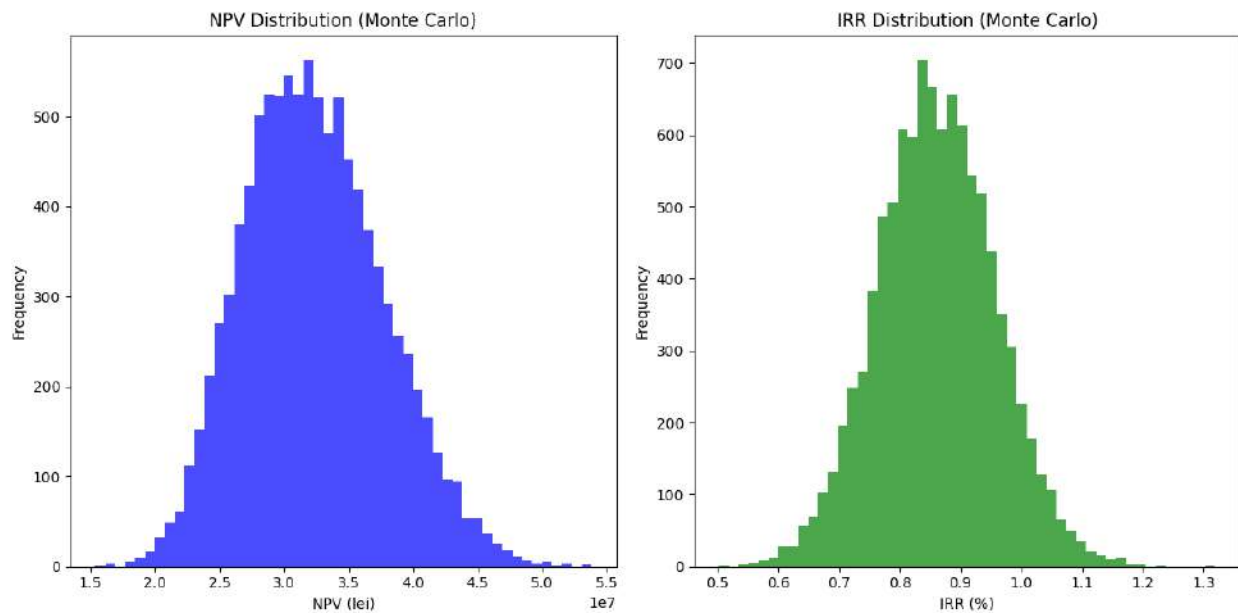


Figura 22. Distribuția indicatorilor NPV și IRR în analiza Monte Carlo

Rezultatele analizelor de risc arată că proiectul este **profitabil și stabil în toate scenariile simulate**, indiferent de eventualele fluctuații ale producției de energie, ale tarifelor sau ale costurilor operaționale.

Distribuția valorii nete actualizate (NPV) este concentrată într-un interval pozitiv, cuprins între **2,5 și 4 milioane de lei**, ceea ce confirmă faptul că, **în toate simulările realizate, proiectul aduce un câștig economic net pentru comunitate**. Forma aproape simetrică a distribuției indică un echilibru între scenariile mai optimiste și cele mai puțin favorabile. Valoarea minimă a NPV rămâne peste zero, ceea ce înseamnă că **nu există riscul ca proiectul să devină nerentabil**, chiar și în condiții mai dificile. Probabilitatea ca proiectul să genereze un profit este de **100%**, ceea ce susține în mod clar viabilitatea investiției.

Distribuția ratei interne de rentabilitate (IRR) este, de asemenea, stabilă. Valorile variază într-un interval restrâns, între **0,7% și 1%**, cu o medie în jurul valorii de **0,85%**. Forma simetrică a distribuției arată că **randamentul estimat este echilibrat și previzibil**, chiar dacă pot apărea variații moderate în condițiile economice. Chiar și în scenarii mai pesimiste – cum ar fi o creștere cu 10% a costurilor operaționale sau o reducere a producției energetice combinată cu o creștere a tarifelor – **proiectul continuă să genereze un IRR pozitiv**, ceea ce înseamnă că rămâne rentabil.

Această consistență și stabilitate confirmă că **riscurile financiare sunt reduse**, iar impactul unor variații economice majore este limitat. Practic, proiectul demonstrează o **reziliență ridicată** și oferă siguranță financiară pentru comunitate, chiar și în fața unor condiții mai puțin favorabile. Intervalul restrâns al IRR și menținerea valorilor NPV peste zero întăresc încrederea în **succesul pe termen lung al proiectului**.

B.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității

S-au utilizat variantele tarifare V1-V5 din Tabelul 6. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă din scenariul S2 – PV sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 24. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității în scenariul S2 - PV pentru variantele V1 – V5

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	2.251.759,0	1.838.009,2	381.758,8	701.096,3	1.082.855,1	1.136.912,9
V2	2.855.323,3	2.216.980,2	458.110,6	852.684,7	1.310.795,2	1.364.295,5
V3	3.551.743,6	2.785.436,7	572.638,2	1.080.067,3	1.652.705,5	1.705.369,4
V4	4.712.444,1	3.732.864,1	763.517,6	1.459.038,3	2.222.555,8	2.273.825,9
V5	2.725.435,2	2.220.287,0	463.560,4	890.581,8	1.354.142,2	1.329.705,2

Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV sunt reprezentate în Figura 23.

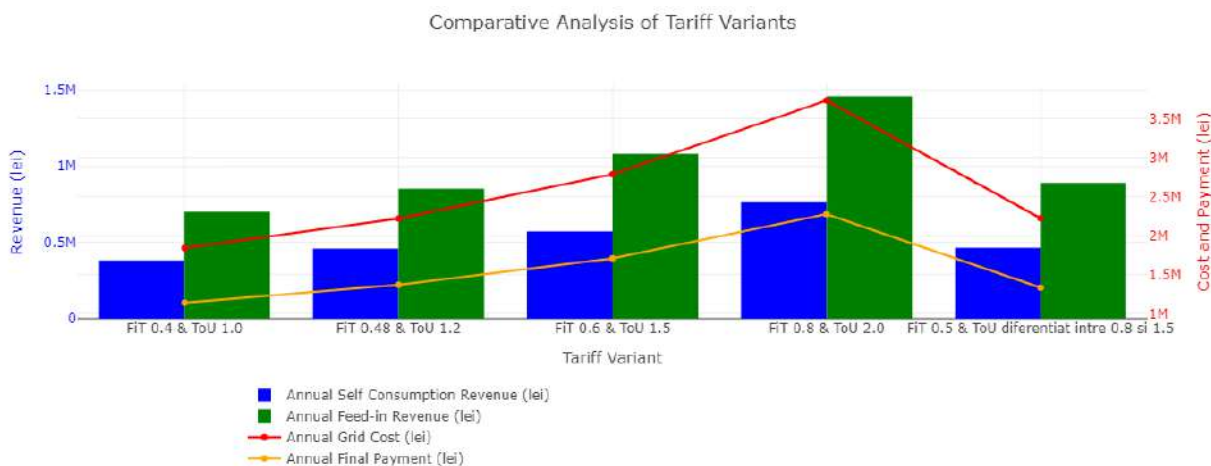


Figura 23. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani:

Tabelul 25. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - PV utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variant a	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	12.947.797,5	25,55 %	3,85	4,3 1	0,49	24.007.681,9	614,01%
V2	10.316.614,7	31,44 %	3,14	3,6 4	0,46	29.377.029,0	751,33%
V3	14.213.779,4	40,21 %	2,46	4,6 4	0,46	37.431.049,5	957,32%
V4	20.709.053,8	54,79 %	1,81	6,3	0,46	50.854.417,1	1300,62 %
V5	10.810.692,6	32,55 %	3,04	3,7 6	0,46	30.398.108,1	777,45%

Rezultatele economice obținute pentru scenariul S2 – care presupune instalarea unui parc fotovoltaic mai mare – arată diferențe importante între cele cinci variante tarifare analizate. Fiecare variantă are avantaje și dezavantaje, iar alegerea celei mai potrivite depinde de prioritățile comunității, fie că este vorba de maximizarea veniturilor, reducerea costurilor sau un echilibru între cele două.

Varianta V1 oferă un echilibru bun între costuri și câștiguri. Valoarea netă actualizată (NPV) este de **12.947.797,5 lei**, iar investiția se recuperează în aproximativ **3,85 ani**. Rentabilitatea este solidă, cu un ROI de **614,01%**, iar veniturile nete generate din energia produsă (ENR) sunt de **24.007.681,9 lei**. Deși este profitabilă, această variantă generează cele mai mici venituri dintre toate opțiunile analizate.

În **varianta V2**, tarifele cresc ușor, iar acest lucru se reflectă pozitiv în performanța financiară. Valoarea NPV este de **10.316.614,7 lei**, iar rata internă de rentabilitate (IRR) ajunge la **31,44%**. Investiția se recuperează mai repede, în **3,14 ani**, iar venitul net din energie crește la **29.377.029,0 lei**. Această variantă este potrivită pentru comunități care doresc un echilibru între recuperarea rapidă a investiției și creșterea veniturilor.

Varianta V3 devine una dintre cele mai atractive opțiuni. Aici, NPV urcă la **14.213.779,4 lei**, IRR la **40,21%**, iar perioada de recuperare scade la doar **2,46 ani**. Venitul net ajunge la **37.431.049,5 lei**, ceea ce demonstrează o **profitabilitate ridicată** și o eficiență excelentă în utilizarea resurselor.

Cea mai profitabilă opțiune este varianta V4. Cu cele mai mari tarife, proiectul generează un NPV impresionant de **20.709.053,8 lei**, iar ROI atinge **1300,62%** – cel mai mare dintre toate variantele. IRR urcă la **54,79%**, iar investiția este recuperată într-un timp record: doar **1,81 ani**. Veniturile nete ajung la **50.854.417,1 lei**, ceea ce evidențiază **potențialul economic excepțional**

al acestei opțiuni. Totuși, este important de menționat că presupune un cost anual mai ridicat pentru fiecare membru.

În **varianta V5**, care aplică tarife diferențiate în funcție de orele din zi, proiectul păstrează o performanță bună. NPV este de **10.810.692,6 lei**, investiția este recuperată în **3,04 ani**, veniturile nete ajung la **30.398.108,1 lei**, iar ROI este de **777,45%**. Această variantă oferă **un echilibru între beneficii economice și stabilitate financiară**, fiind potrivită pentru comunitățile care doresc să limiteze riscurile și să mențină costurile la un nivel rezonabil.

B.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate membrilor comunității, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 26. Indicatori anuali per membru calculați în scenariul S2 - PV pentru variantele V1-V5

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii i VS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	2.238,3	1.827,1	696,9	1.130,1	49,51%	614,01%
V2	2.838,3	2.203,8	847,6	1.356,2	52,22%	751,33%
V3	3.530,6	2.768,8	1.073,6	1.695,2	51,99%	957,32%
V4	4.684,3	3.710,6	1.450,3	2.260,3	51,75%	1300,62%
V5	2.709,2	2.207,0	885,3	1.321,8	51,21%	777,45%

Participarea la comunitatea de energie în cadrul scenariului S2-PV aduce **avantaje clare pentru toți membrii**, indiferent de varianta tarifară aleasă. Analiza arată o **scădere semnificativă a costurilor anuale** și o **rentabilitate ridicată a investiției**, ceea ce înseamnă că fiecare participant beneficiază de economii importante și de un randament financiar consistent.

În **varianta V1**, costul final plătit de fiecare membru scade la **1.130,1 lei/an**, adică o **reducere de 49,51%** față de perioada dinaintea formării comunității. Fiecare membru primește **696,9 lei/an** ca parte din beneficiile comune. Rentabilitatea investiției (ROI) este de **614,01%**, ceea ce dovedește că proiectul este eficient, chiar dacă alte variante pot oferi câștiguri mai mari.

În **varianta V2**, tarifele ușor mai mari duc la o creștere a beneficiilor redistribuite, care ajung la **847,6 lei/an** per membru. Costul final scade la **1.356,2 lei**, iar economia totală atinge **52,22%**. ROI

urcă la **751,33%**, ceea ce face ca această variantă să fie un **compromis foarte bun între economii și câștiguri**.

Varianta V3 oferă și mai multe beneficii pentru membri. Redistribuirea ajunge la **1.073,6 lei/an**, iar costul final este de **1.695,2 lei**. Gradul de economisire se menține ridicat (**51,99%**), iar ROI crește la **957,32%**, arătând că această opțiune este **foarte profitabilă**, ideală pentru cei care își doresc un echilibru între investiție și câștig.

În **varianta V4**, se obțin cele mai mari beneficii financiare pe membru: **1.450,3 lei/an**. Costul final urcă la **2.260,3 lei**, cel mai ridicat dintre toate variantele. Totuși, gradul de economisire rămâne constant, la **51,75%**, iar ROI atinge **1300,62%**, ceea ce face această opțiune **cea mai rentabilă**, ideală pentru cei care pot susține un cost mai mare la început.

În **varianta V5**, care aplică tarife diferențiate în funcție de orele din zi, beneficiile redistribuite sunt de **885,3 lei/an**, iar costul final este de **1.321,8 lei**. Cu un grad de economisire de **51,21%** și un ROI de **777,45%**, această variantă oferă **un echilibru stabil și avantajos** pentru comunitățile care preferă siguranța financiară.

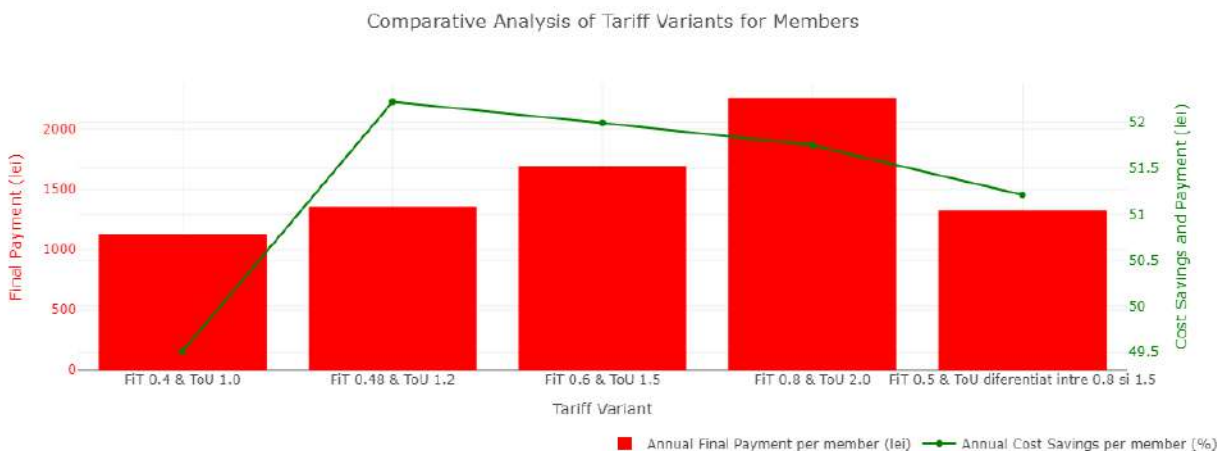


Figura 24. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S2 - PV

Figura 18 evidențiază diferențele dintre costurile finale suportate de membrii comunității și gradul de economisire obținut în fiecare variantă tarifară. Varianta V4 maximizează beneficiile economice, însă implică costuri mai ridicate, în timp ce variantele V1, V2 și V5 oferă un echilibru bun între economii și stabilitate financiară. Varianta V3 reprezintă o soluție optimă, având un grad ridicat de economisire, beneficii redistribuite substanțiale și o rentabilitate excelentă.

B.2. Scenariul S2-BESS

Acest scenariu (S2 – BESS) se referă la **extinderea puterii instalate la 2,1 MWp prin instalarea unui parc fotovoltaic de 1300kWp** și a unei **instalații de stocare (Battery Energy Storage – BESS)**

cu o capacitate de 4,2MWh și putere de 1000kW al căror cost inițial (CAPEX) este detaliat în tabelul următor:

Tabelul 27. Costuri inițiale pentru scenariul S2 - BESS

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 1300 kWp	3.910.000,0 lei
2	CAPEX sistem stocare 4,2 MWh/1000kW (aprox. 250,000 Euro/MWh)	5.250.000,0 lei
	TOTAL CAPEX	9.160.000,0 lei

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 28.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S2 - BESS

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Autoconsum PV (kWh)	Autoconsum BESS (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
2.321.401,0	2.321.401,0	1.456.098,8	426.546,1	1.029.552,6	864.882,4	865.302,2

Tabelul 28.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S2 - BESS

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
839.343,1	1.303.208,4	320.006,5	1.623.214,9	519.336,6

Consumul comunității este acoperit în proporție de 62,8% din energia generată de parcul fotovoltaic și de instalația de stocare. Energia generată de parc este utilizată în proporție de 18,4% pentru autoconsum, 44,4% pentru încărcarea bateriei și apoi asigurarea consumului și doar 18,4% este livrată în rețea.

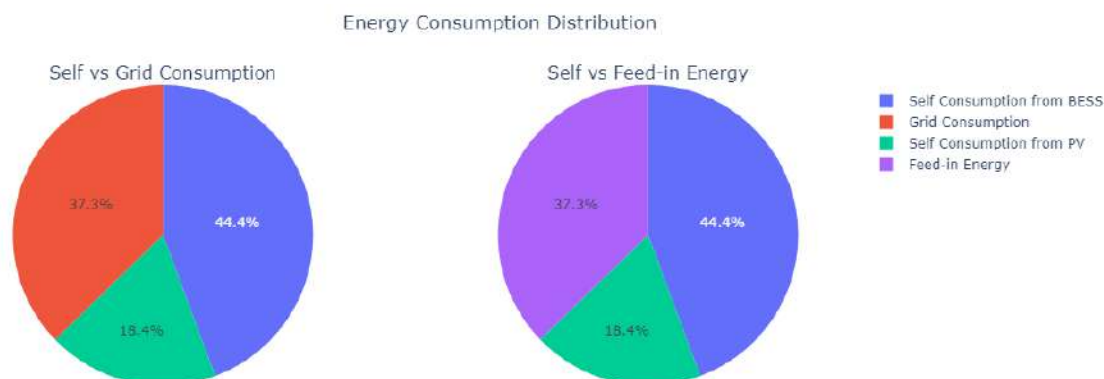


Figura 25. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S2 – BESS

B.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum (sistem PV și BESS) și din energia injectată în rețea (Figura 20) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 65% din totalul veniturilor din perioada respectivă, menținându-se cota din scenariul S2 fără BESS. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna – 21,26%; primăvara – 31,55%; vara – 33,70%; iarna – 13,46%.

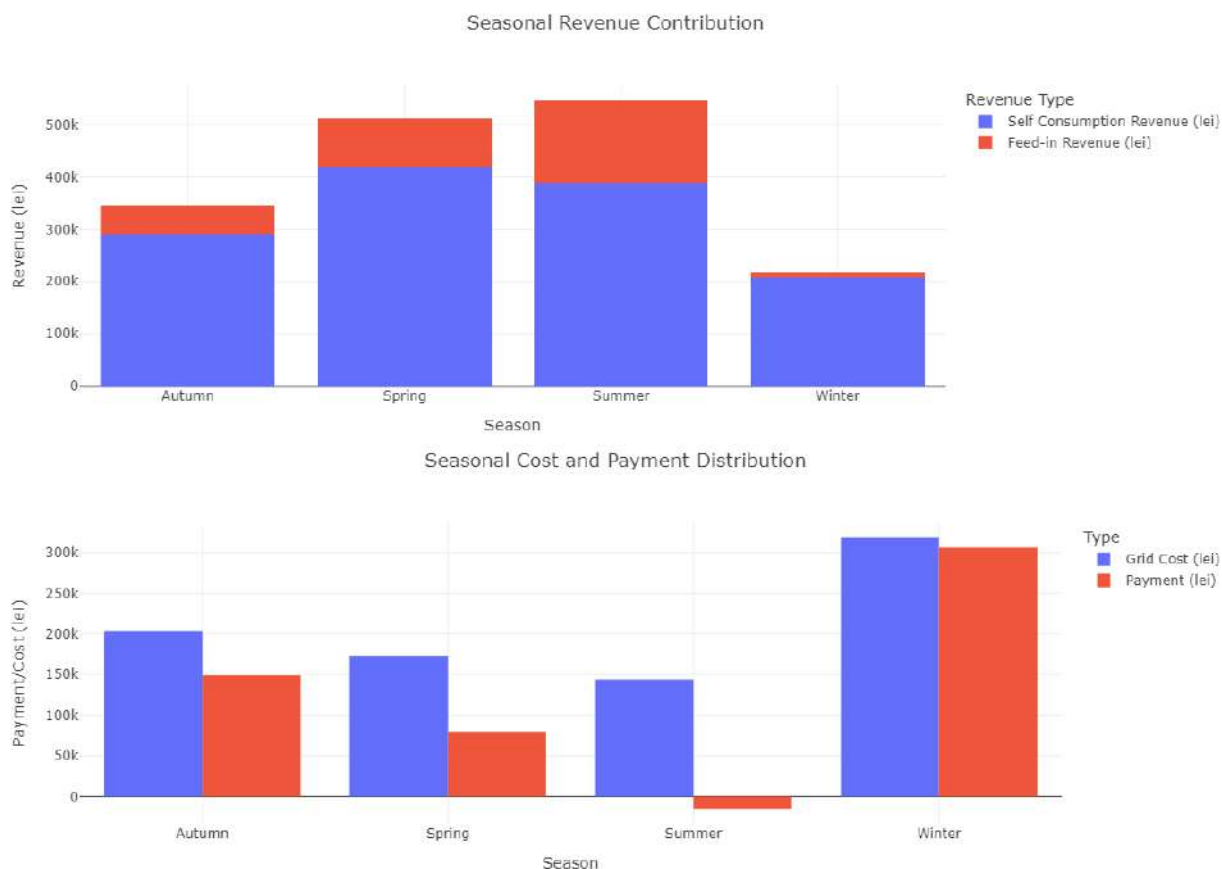


Figura 26. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul în scenariul S2 - BESS

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), diferențele între sezoane sunt mari și se constată că în lunile de vară comunitate înregistrează venituri nete din livrarea surplusului în rețea. În lunile de iarnă cheltuielile sunt semnificative, înregistrând peste 55% din totalul cheltuielilor cu energia electrică.

Față de scenariul anterior (S2 - PV) se constată o creștere a veniturilor totale de 150% și o scădere a cheltuielilor cu 54%.

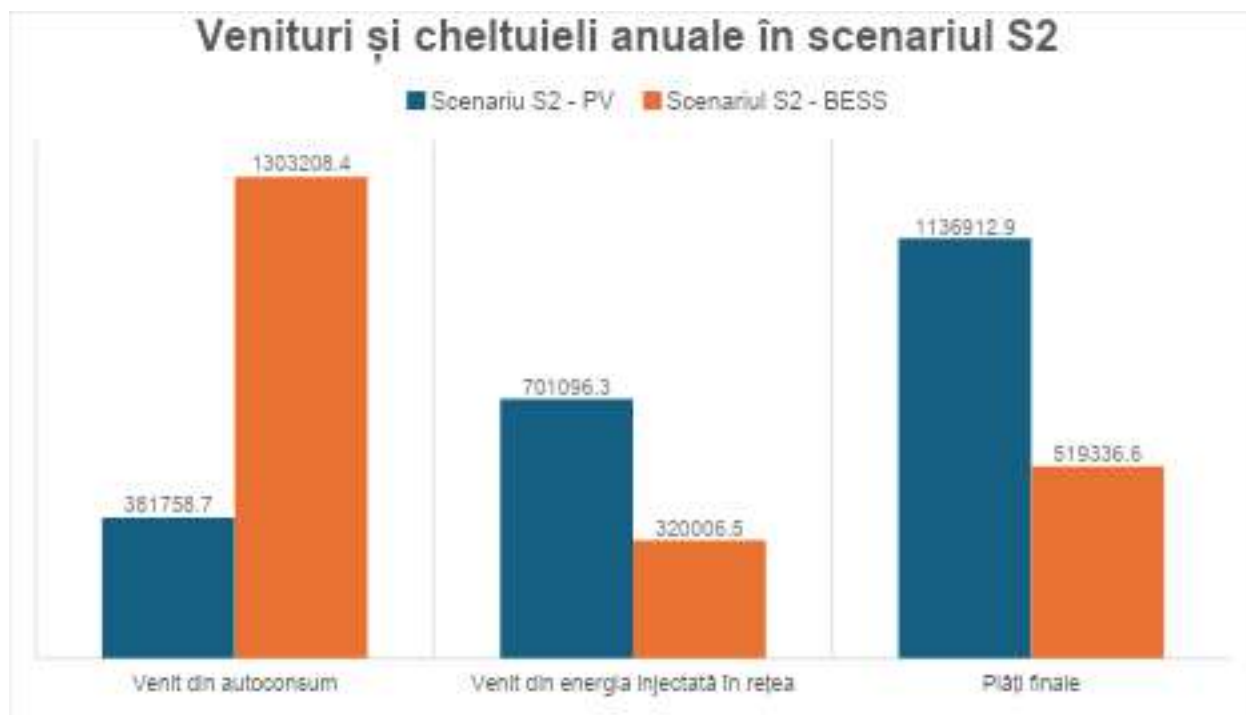


Figura 27. Comparație între veniturile și cheltuielile înregistrate în cele 2 variante ale scenariului 2 (S2 – PV și S2 – BESS)

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor în scenariul S2 – BESS este reprezentată în Figura 28.

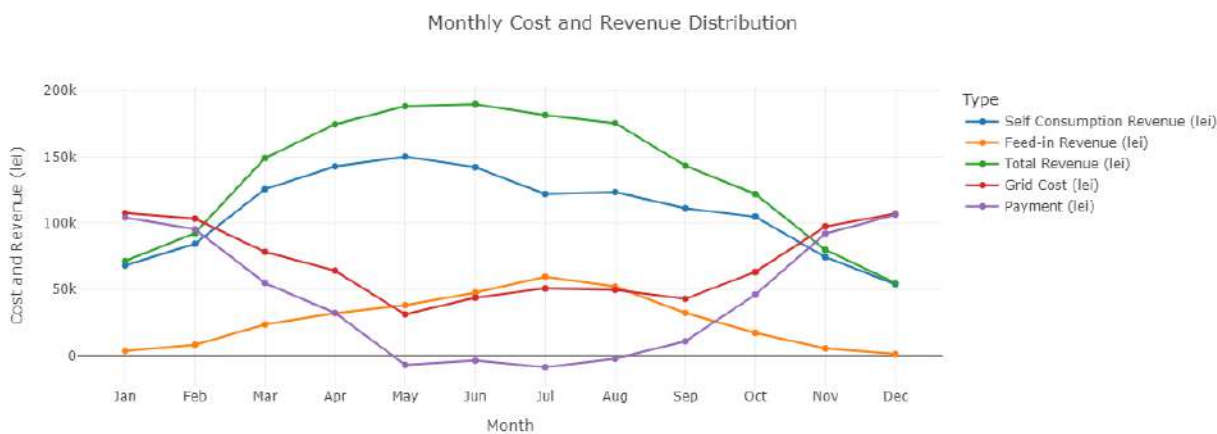


Figura 28. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 – BESS

Din reprezentarea grafică se observă că în lunile Mai – August comunitatea înregistrează venituri nete ca urmare a livrării surplusului în rețea. În lunile Noiembrie – Februarie cheltuielile finale sunt foarte puțin diminuate ca urmare a livrării surplusului în rețea, acesta fiind utilizat preponderent pentru încărcarea bateriei.

B.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S2 - BESS

S-au utilizat aceleași variantele tarifare V1-V5 din Tabelul 6 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 29. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității pentru variantele V1 – V5 în scenariul S2 - BESS

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	2.251.759,0	839.343,2	1.303.208,4	320.006,5	1.623.214,9	519.336,7
V2	2.855.323,3	1.012.403,6	1.563.850,1	389.197,1	1.953.047,2	623.206,5
V3	3.551.743,6	1.271.994,3	1.954.812,6	492.983,0	2.447.795,6	779.011,3
V4	4.712.444,1	1.704.645,4	2.606.416,9	665.959,5	3.272.376,3	1.038.685,9
V5	2.725.435,2	831.852,1	1.733.853,1	406.494,7	2.140.347,9	425.357,4

Analiza comparativă a costurilor veniturilor și a costurilor cu energia electrică sunt reprezentate în Figura 29.

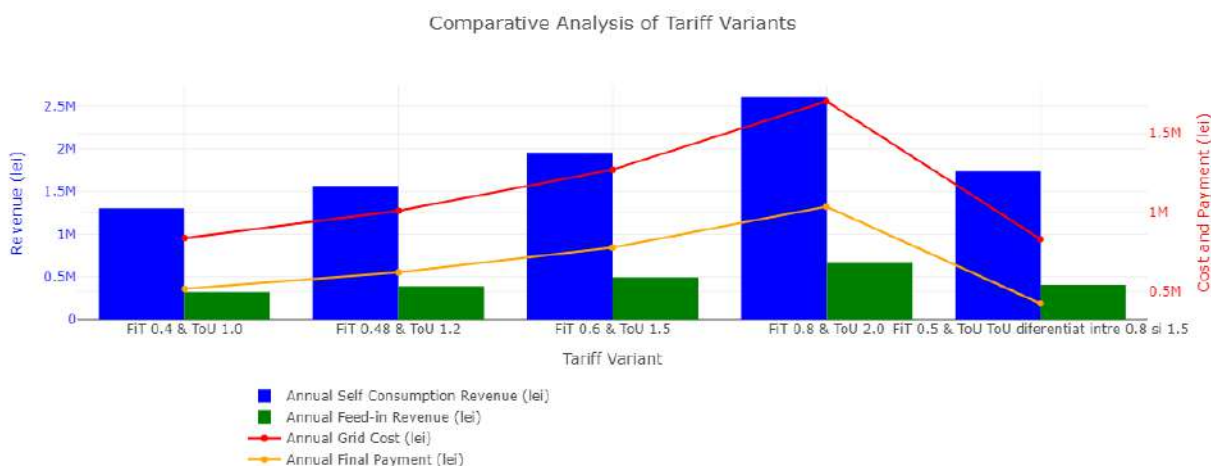


Figura 29. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - BESS

Adăugarea unui sistem de stocare de 4,2 MWh în scenariul S2-BESS are un impact semnificativ asupra performanței economice și operaționale a comunității. Cheltuielile și veniturile sunt influențate de integrarea sistemului de stocare, iar rezultatele variază considerabil în funcție de structura tarifară utilizată (V1-V5). Figura 23 arată clar diferențele în veniturile generate și costurile suportate, oferind comunității informații esențiale pentru luarea deciziilor strategice.

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani în scenariul S2 – BESS.

Tabelul 30. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - BESS utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variant a	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	16.631.438,6	16,19%	5,94	2,82	0,3	36.736.372,0	401,05 %
V2	10.302.426,6	19,96%	4,89	2,12	0,29	44.505.885,1	485,87 %
V3	15.395.658,5	25,48%	3,86	2,68	0,29	56.160.154,8	613,10 %
V4	23.884.378,4	34,54%	2,87	3,61	0,29	75.583.937,7	825,15 %
V5	12.230.610,1	22,06%	4,44	2,34	0,29	48.917.930,3	534,04 %

Integrarea unui sistem de stocare de energie (capacitate de 4,2 MWh) în cadrul comunității energetice aduce **beneficii economice clare**: veniturile cresc considerabil, iar costurile cu energia electrică scad. Cele cinci variante tarifare analizate (V1–V5) oferă opțiuni diferite, în funcție de prioritățile comunității – stabilitate, profitabilitate sau echilibru între ele.

În **varianta V1**, sistemul de stocare contribuie la reducerea costului final anual la **519.336,7 lei**, iar veniturile din autoconsum și vânzarea energiei ajung la **1.623.214,9 lei**. Proiectul generează un NPV de **16.631.438,6 lei**, un ROI de **401,05%**, iar investiția se recuperează în **5,94 ani**. Este o investiție sigură și solidă, chiar dacă perioada de recuperare este mai lungă față de alte variante.

În **varianta V2**, tarifele ușor mai mari duc la un venit total crescut, de **1.953.047,2 lei**, iar costul anual urcă la **623.206,5 lei**. Rentabilitatea generală se îmbunătățește: IRR crește la **19,96%**, PBP scade la **4,89 ani**, iar ROI ajunge la **485,87%**. De asemenea, costul mediu al energiei (LCOE) scade la **0,29 lei/kWh**, ceea ce arată o eficiență economică sporită.

Varianta V3 este una dintre cele mai profitabile. Veniturile anuale urcă la **2.447.795,6 lei**, iar costurile finale sunt de **779.011,3 lei**. NPV ajunge la **15.395.658,5 lei**, iar IRR de **25,48%** și PBP de **3,86 ani** arată o recuperare rapidă a investiției. Câștigurile totale din energie (ENR) ating **56.160.154,8 lei**, iar ROI este de **613,10%**, ceea ce face această variantă foarte avantajoasă.

Varianta V4 este, fără îndoială, **cea mai profitabilă**. Veniturile anuale sunt cele mai mari – **3.272.376,3 lei**, iar costul final este de **1.038.685,9 lei**. Cu un NPV de **23.884.378,4 lei**, un IRR de **34,54%** și o recuperare a investiției în doar **2,87 ani**, proiectul devine extrem de atractiv. ROI ajunge la **825,15%**, iar venitul net din energie atinge un maxim de **75.583.937,7 lei** – ceea ce plasează această variantă în topul preferințelor pentru o comunitate orientată spre eficiență maximă.

În **varianta V5**, care utilizează tarife diferențiate în funcție de momentul consumului, veniturile anuale ajung la **2.140.347,9 lei**, iar costurile finale scad la **425.357,4 lei**. Proiectul generează un NPV de **12.230.610,1 lei**, un IRR de **22,06%**, iar ROI este de **534,04%**, cu o perioadă de recuperare a investiției de **4,44 ani**. Este o alegere echilibrată, potrivită pentru comunități care vor stabilitate și rentabilitate decentă.

B.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în scenariul S2 - BESS în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 9105,37 lei. În tabelul de mai jos sunt centralizate beneficiile membrilor comunității pentru acest scenariu.

Tabelul 31. Indicatori anuali per membru calculați pentru variantele V1-V5 în scenariul S2 - BESS

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii i VS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	2.238,3	834,3	318,1	516,2	76,94%	401,05%
V2	2.838,3	1.006,4	386,9	619,5	78,17%	485,87%
V3	3.530,6	1.264,4	490,0	774,4	78,07%	613,10%
V4	4.684,3	1.694,5	662,0	1.032,5	77,96%	825,15%
V5	2.709,2	826,9	404,1	422,8	84,39%	534,04%

În varianta V1, costul final suportat de membru este de 516,2 lei, ceea ce reprezintă o reducere substanțială față de costul inițial cu energia electrică, de 2.238,3 lei. Beneficiile redistribuite per membru sunt de 318,1 lei, contribuind la un grad de economisire de 76,94%. Rentabilitatea participării este de 401,05%, ceea ce confirmă viabilitatea economică a acestui scenariu.

În varianta V2, costul final crește la 619,5 lei, dar beneficiile redistribuite cresc, de asemenea, la 386,9 lei. Gradul de economisire ajunge la 78,17%, iar ROI crește la 485,87%. Această variantă oferă un echilibru bun între economii și rentabilitate, având o performanță mai ridicată decât V1.

Varianta V3, cu tarife mai ridicate, duce la beneficii redistribuite de 490,0 lei per membru, ceea ce reduce costul final la 774,4 lei. Gradul de economisire este de 78,07%, iar ROI atinge 613,10%. Această variantă este atractivă pentru membrii care pot susține un cost inițial mai ridicat pentru a beneficia de rentabilități superioare.

În varianta V4, cea mai profitabilă din punct de vedere economic, costul final este de 1.032,5 lei, cu beneficii redistribuite maxime de 662,0 lei. Gradul de economisire se menține ridicat, la 77,96%, iar ROI atinge un vârf de 825,15%. Această variantă maximizează beneficiile economice, deși presupune un cost inițial mai mare pentru membri.

Varianta V5, cu tarife diferențiate, oferă cel mai scăzut cost final suportat de membru, de doar 422,8 lei, cu beneficii redistribuite de 404,1 lei. Gradul de economisire este cel mai ridicat, de 84,39%, iar ROI este de 534,04%. Această variantă este optimă pentru membrii care doresc economii maxime și o stabilitate financiară ridicată.

Pentru cele 5 variante de tarificare sunt reprezentate comparativ costurile finale cu energia electrică și gradul de economisire.

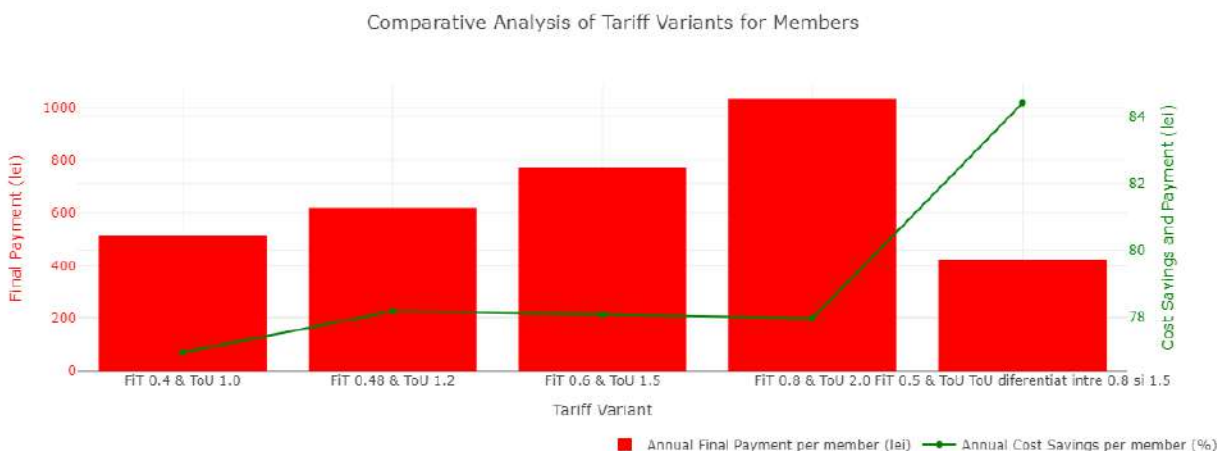


Figura 30. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S2 – BESS

Figura 30 ilustrează diferențele dintre costurile finale suportate de membrii comunității și gradul de economisire obținut pentru fiecare variantă tarifară. Varianta V4 maximizează rentabilitatea economică, fiind ideală pentru comunitățile care prioritizează ROI și venituri ridicate, în timp ce varianta V5 oferă economii și costuri finale minime. Varianta V3 reprezintă un compromis solid între economii și rentabilitate, iar V1 și V2 sunt mai stabile și accesibile pentru membrii comunității cu un buget mai restrâns. Aceste rezultate oferă comunității o bază solidă pentru a alege varianta tarifară care se aliniază cel mai bine cu prioritățile și nevoile membrilor săi.

IX. ANALIZA ASPECTELOR SOCIALE LEGATE DE CREAREA ȘI DEZVOLTARE UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN COMUNA CRUCEA

În vederea explorării și analizei diferitelor aspecte sociale (precum acceptanța, relații în comunitate, oportunități, obstacole etc.) care ar putea influența în mod decisiv șansele de succes ale unei comunități energetice a fost derulată în perioada octombrie-decembrie 2024 o anchetă pe baza de chestionar în cele trei localități incluse în studiul pilot din cadrul proiectului de cercetare **“EMERGE - Împuternicirea Comunităților pentru Tranziția Energetică către Neutralitatea Climatică în România”**, proiect implementat de Academia de Studii Economice din București, liderul învățământului superior economic și de administrație publică din România, alături de diversi parteneri din România- S.C. Energy Advisor S.R.L. (Renergia), Universitatea Politehnica din Timișoara, Municipiul Alba Iulia, Comuna Buteni (jud. Arad) și Comuna Crucea (jud. Constanța) - și din Norvegia - (Smart Innovation Norway).

Pornind de la premisa că în multe situații, deși soluția tehnică există și funcționează, uneori existând chiar și un istoric și date favorabile din punct de vedere tehnic și economic în acest sens, factori sociali ce țin de relațiile în comunitate și anumite dinamici sociale ale grupului joacă un rol esențial și pot influența semnificativ șansele de reușită în implementarea unui proiect (precum acela al constituirii unor comunități energetice în anumite regiuni) ne-am propus să explorăm diferite fațete sociale în cele trei comunități analizate, ce surprind aspecte diverse: **de la relațiile dintre membrii comunității și relațiile acestora cu diferite autorități sociale, până la elemente ce țin de încredere, acceptanță și disponibilitate, norme și atitudini sociale, cultura energetică a cetățenilor, motivatori și obstacole în vederea constituirii unei comunități energetice.** Adesea, există **un decalaj între evoluțiile tehnice și științifice și elemente ce țin de acceptarea socială a unei noi soluții tehnice**, încrederea cetățenilor în aceasta, nivelul de cunoaștere și înțelegere a acestora- aspecte ce țin de psihologie și sociologie, care necesită uneori **perioade mai lungi de timp pentru a fi internalizate și implicit însușite și implementate efectiv de comunitate.**

Obiectivul principal al anchetei pe baza de chestionar derulate în cele trei localități (două în mediul rural și una în mediul urban) constă în explorarea **principalelor aspecte de ordin social ce ar putea influența crearea și dezvoltarea unei comunități energetice durabile în localitatea respectivă.** O primă formă a chestionarului a fost dezvoltată pornind de la literatura de specialitate din domeniu, sesiuni de brainstorming în echipa proiectului și feedback-ul primit de la partenerii din proiect. S-a evitat pe cât posibil evaluarea unor **aspecte mai sensibile** prin adresarea de întrebări directe în acest sens respondenților. S-a încercat ca astfel de elemente să fie **surprinse și evaluate indirect**, fără ca respondenții să fie expuși/ confrunțați frontal unor anumite aspecte ce le-ar putea crea disconfort și ar putea conduce implicit la răspunsuri eronate, care să pericliteze relevanța cercetării.

A rezultat un **chestionar complex**, care a fost testat pe teren de către partenerii din Alba-Iulia, Crucea și Buteni. În urma testării pilot în teren s-a primit feedback, care a fost operationalizat și a rezultat astfel forma finală a chestionarului. De asemenea au existat mai multe sesiuni de instruire

cu operatorii de interviu cat si instructiuni scrise pentru completarea chestionarului si modul de abordare a respondentilor. Chestionarul a fost distribuit atat online cat si pe suport de hartie, datele fiind digitalizate ulterior. Au fost colectate 200 de chestionare valide la nivelul municipiului. Ca modalitate de esantionare, in Alba-Iulia chestionarul s-a aplicat in gospodariile din blocurile vizate pentru constituirea unei comunitati energetice si apoi in cele din zonele adiacente acestora. Raspunsurile au fost oferite de „capul gospodariei” sau de un alt reprezentant al acesteia, care sa cunoasca situatia in gospodarie si sa aiba atat informatiile solicitate cat si putere decizionala.

Chestionarul a fost structurat in **7 parti principale**, care au cuprins un număr de peste 80 de întrebări: I. Date demografice, II. Date despre locuinta/ cladire, III. Norme/ atitudini sociale/ relatii in comunitate, IV. Cultura energetica, V. Niveluri de incredere, VI. Disponibilitate/ dorinta de a face parte dintr-o comunitate energetica, VII. Motivatori si inhibitori ai dorintei de a face parte dintr-o comunitate energetica. In continuare, pentru fiecare localitate in parte, vor fi prezentate principalele rezultate ale cercetarii. Intrebarile au fost atat inchise (cu multiple posibilitati de raspuns) cat si deschise.

In ceea ce priveste aspectele demografice in localitatea Buteni esantionul prezinta urmatoarele caracteristici: 24% peste 60 de ani, 23% intre 50-59 ani, 21% intre 40-49 ani, 25% intre 30-39 ani si 7% intre 21-29 ani. Impartirea pe sexe este aproximativ egala.

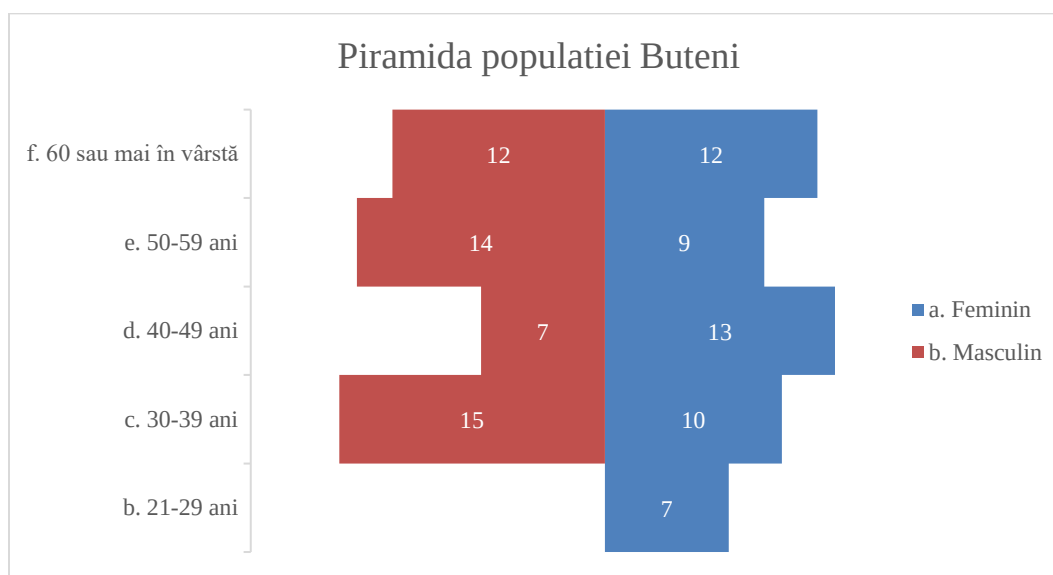


Figura 31. Distributia varstelor pe sexe a esantionului din Buteni (2024)

In ceea ce priveste ultima scoala absolvita, 15% au studii gimnaziale sau primare, 40% scoala profesionala sau liceul si 45% au studii universitare. 61% dintre cei interviuati sunt angajati (marea majoritatea cu norma intreaga), 11% lucratori in gospodaria proprie, 19% pensionari si 9% antreprenori (si altele). Numarul mediu de membri in gospodarie este de 3, iar acela de minori de 0.59. In ceea ce priveste venitul, 17% au un venit net mediu lunar pe gospodarie intre 1.001 si 3.000 lei, in timp ce 31% intre 3.001 si 5.000 lei, 32% intre 5.001 si 7.000 lei, 8% intre 7.001 si 10.000 lei si 8% castiga peste 10.001 lei. 4% nu au dorit sa isi declare veniturile.

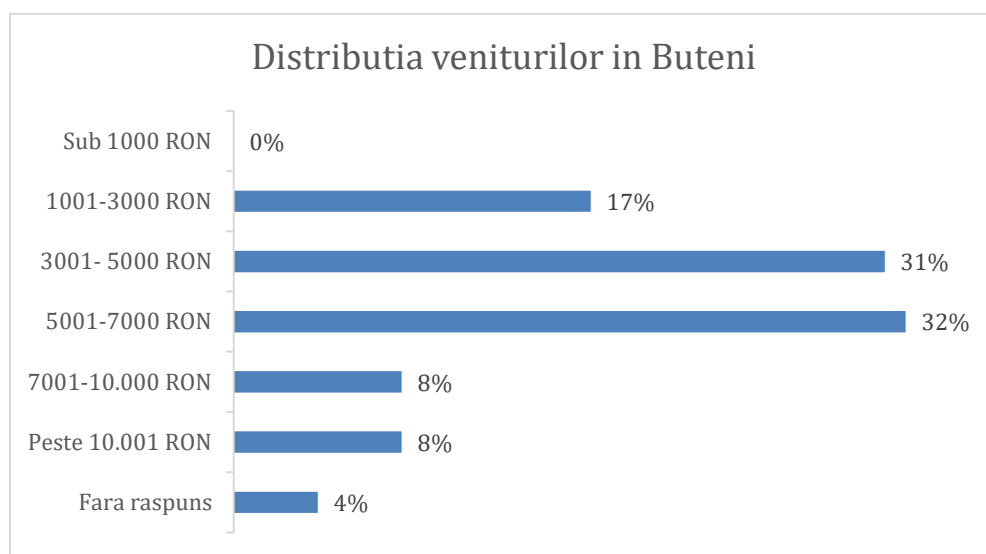


Figura 32. Distributia veniturilor in Buteni (2024)

Peste 70% dintre respondenti sunt casatoriti cu copii, o mica parte (5%) casatoriti fara copii sau necasatoriti cu copii (10%), intr-o relatie stabila fara copii (1%) si 13% necasatoriti fara copii. In ceea ce priveste situatia locativa, aproape 26% sunt proprietari unici ai locuintei, 45% proprietari alaturi de alti membri ai familiei si 29% locuiesc in casa unui alt membru al familiei. Nu avem chiriasi.

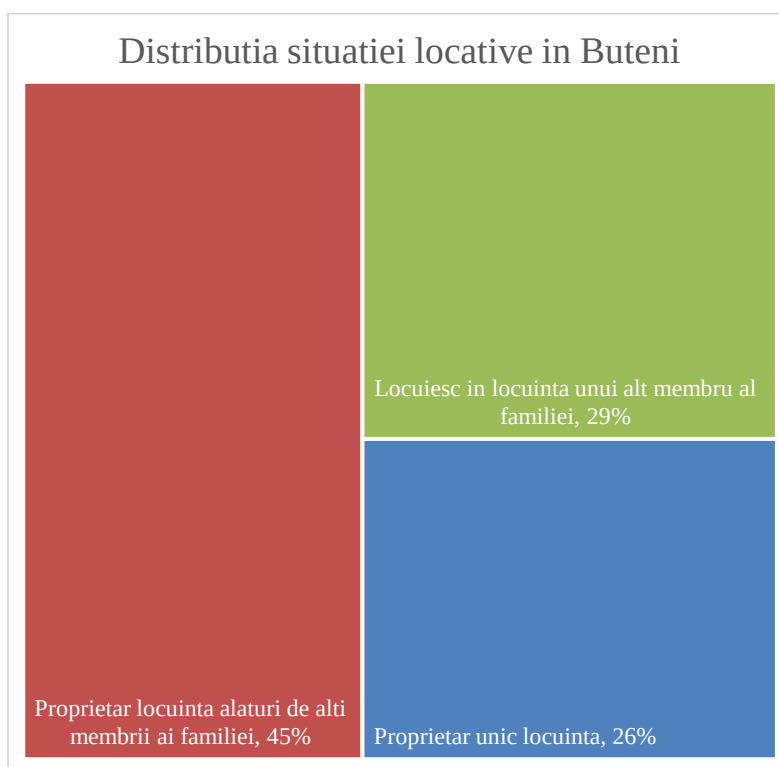


Figura 33. Distributia situatiei locative in Buteni (2024)

Profilul demografic al esantionului nu surprinde in contextul mediului rural din vestul Romaniei: o populatie relativ imbatranita, majoritatea cu studii medii, mare parte angajati, cu venituri nu foarte ridicate, casatoriti cu copii si proprietari ai locuintei.

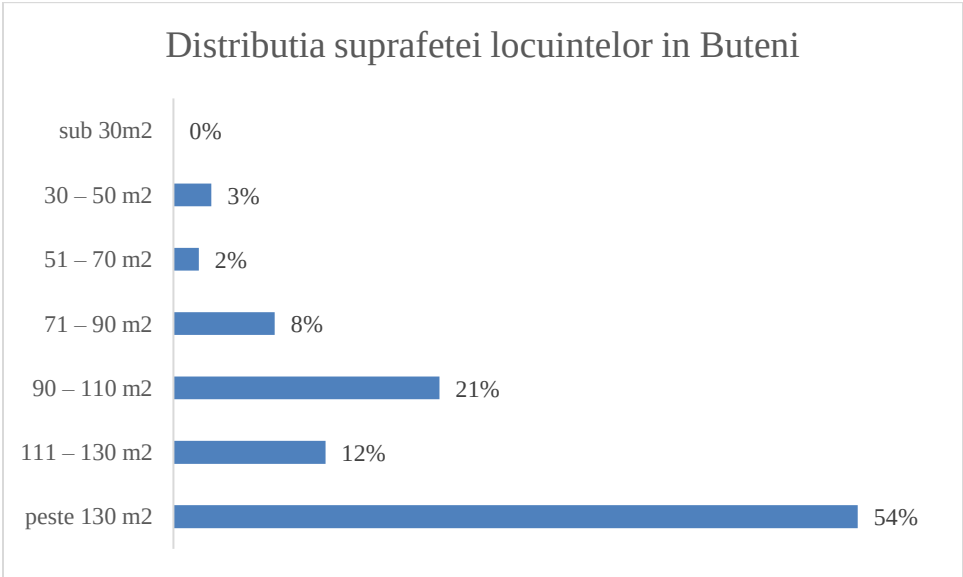


Figura 34. Distribuția suprafeței locuințelor în Buteni (2024)

In ceea ce priveste caracteristicile locuintei, putem remarca faptul ca au suprafete generoase, doar 13% avand o suprafata sub 90 mp.

In tabelele 32, 33, 34 si 35, de mai jos, se pot observa platile lunare medii pentru electricitate si incalzire, in functie de suprafetele locuintelor.

Tabelul 32. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul rece (octombrie–martie) in functie de suprafata locuintei in Buteni (2024)

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
30 – 50 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
51 – 70 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
71 – 90 m2	37.50%	12.50%	37.50%	0.00%	0.00%	0.00%	12.50%
90 – 110 m2	28.57%	47.62%	9.52%	9.52%	0.00%	0.00%	4.76%
111 – 130 m2	8.33%	16.67%	58.33%	8.33%	0.00%	0.00%	8.33%
peste 130 m2	9.26%	37.04%	25.93%	9.26%	7.41%	1.85%	9.26%

Tabelul 33. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul cald (aprilie – septembrie) in functie de suprafata locuintei in Buteni (2024)

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
30 – 50 m2	66.67%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
51 – 70 m2	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
71 – 90 m2	37.50%	37.50%	12.50%	0.00%	12.50%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	38.10%	47.62%	9.52%	0.00%	0.00%	4.76%	0.00%
111 – 130 m2	25.00%	33.33%	41.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	16.67%	42.59%	22.22%	9.26%	5.56%	0.00%	3.70%

Tabelul 34. Costurile lunare medii pentru incalzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie) in functie de suprafata locuintei in Buteni (2024)

Suprafata locuintei	Sub 400 RON	401-500 RON	501-600 RON	601-700 RON	701-800 RON	801-1000 RON	Peste 1001 RON
30 – 50 m2	0.00%	66.67%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
51 – 70 m2	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	50.00%
71 – 90 m2	25.00%	0.00%	37.50%	37.50%	0.00%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	4.76%	28.57%	14.29%	9.52%	14.29%	4.76%	23.81%
111 – 130 m2	0.00%	0.00%	33.33%	25.00%	16.67%	8.33%	16.67%
peste 130 m2	9.26%	22.22%	12.96%	7.41%	7.41%	16.67%	24.07%

Tabelul 35. Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie) in Buteni (2024)

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
30 – 50 m2	66.67%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
51 – 70 m2	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
71 – 90 m2	87.50%	12.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	23.81%	42.86%	4.76%	4.76%	4.76%	9.52%	9.52%
111 – 130 m2	50.00%	33.33%	16.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	42.59%	35.19%	7.41%	5.56%	3.70%	3.70%	1.85%

Pentru o mai buna imagine de ansamblu asupra costurilor lunare medii cu energia, le-am calculat mai jos si in functie de numarul de membri din gospodarie.

Tabelul 36. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul rece (octombrie–martie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Buteni (2024)

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
1	27.27%	36.36%	18.18%	0.00%	9.09%	0.00%	9.09%
2	13.33%	56.67%	26.67%	0.00%	3.33%	0.00%	0.00%
3	11.11%	29.63%	33.33%	7.41%	7.41%	3.70%	7.41%
4	11.11%	33.33%	22.22%	22.22%	0.00%	0.00%	11.11%
5	22.22%	22.22%	33.33%	22.22%	0.00%	0.00%	0.00%
6	25.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	75.00%
7	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabelul 37. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul cald (aprilie – septembrie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Buteni (2024)

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
1	54.55%	18.18%	18.18%	0.00%	9.09%	0.00%	0.00%
2	30.00%	56.67%	10.00%	3.33%	0.00%	0.00%	0.00%
3	14.81%	40.74%	33.33%	3.70%	3.70%	0.00%	3.70%
4	16.67%	50.00%	22.22%	5.56%	0.00%	0.00%	5.56%
5	44.44%	11.11%	22.22%	11.11%	11.11%	0.00%	0.00%
6	25.00%	25.00%	0.00%	25.00%	25.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%

Tabelul 38. Costurile lunare medii pentru incalzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Buteni (2024)

Numar de membri in gospodarie	Sub 400 RON	401-500 RON	501-600 RON	601-700 RON	701-800 RON	801-1000 RON	Peste 1001 RON
1	27.27%	27.27%	27.27%	9.09%	0.00%	9.09%	0.00%
2	6.67%	23.33%	26.67%	0.00%	13.33%	10.00%	20.00%
3	7.41%	11.11%	11.11%	22.22%	7.41%	14.81%	25.93%
4	11.11%	22.22%	16.67%	16.67%	5.56%	16.67%	11.11%
5	0.00%	33.33%	11.11%	22.22%	11.11%	0.00%	22.22%
6	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	25.00%	0.00%	75.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%

Tabelul 39 . Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Buteni (2024)

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
1	72.73%	9.09%	9.09%	0.00%	0.00%	0.00%	9.09%
2	56.67%	30.00%	0.00%	3.33%	6.67%	3.33%	0.00%
3	29.63%	40.74%	14.81%	0.00%	3.70%	7.41%	3.70%
4	33.33%	55.56%	11.11%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
5	55.56%	22.22%	0.00%	11.11%	0.00%	0.00%	11.11%
6	25.00%	25.00%	0.00%	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%
7	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%

În ceea ce privește anul construcției, 26% dintre locuințe sunt construite înainte de 1960, 51% între 1961-1980, 15% între 1981-2000 și un număr mic, de 8% după 2001. Doar 9% dintre locuințe au certificat energetic (ani diversi de construcție), 82% nu detin certificat energetic, iar 9% nu știu dacă au acest certificat.

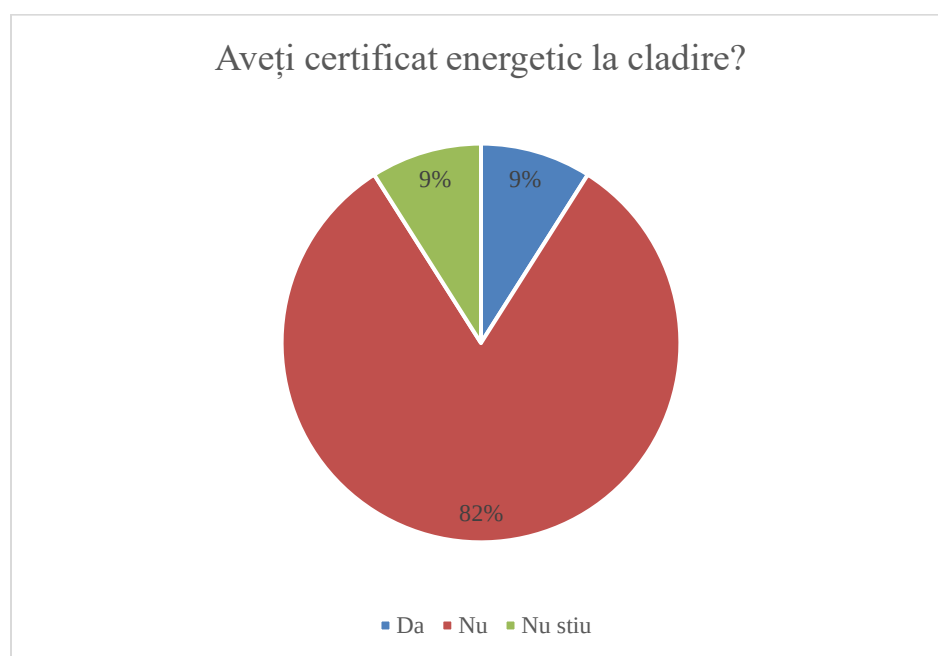


Figura 35. Distribuția certificatelor energetice ale clădirilor din Buteni (2024)

Chiar și dintre cei ce detin certificat energetic, doar două persoane cunosc clasa energetică a clădirii în care locuiesc, evidențiindu-se în acest fel un potențial nivel scăzut de interes și preocupare pentru chestiuni energetice, în special cele ce țin de eficiență energetică. În ceea ce privește izolarea, observăm că 36% dintre locuințe sunt neizolate, cele mai multe (52%) parțial izolate și doar 12% complet izolate.

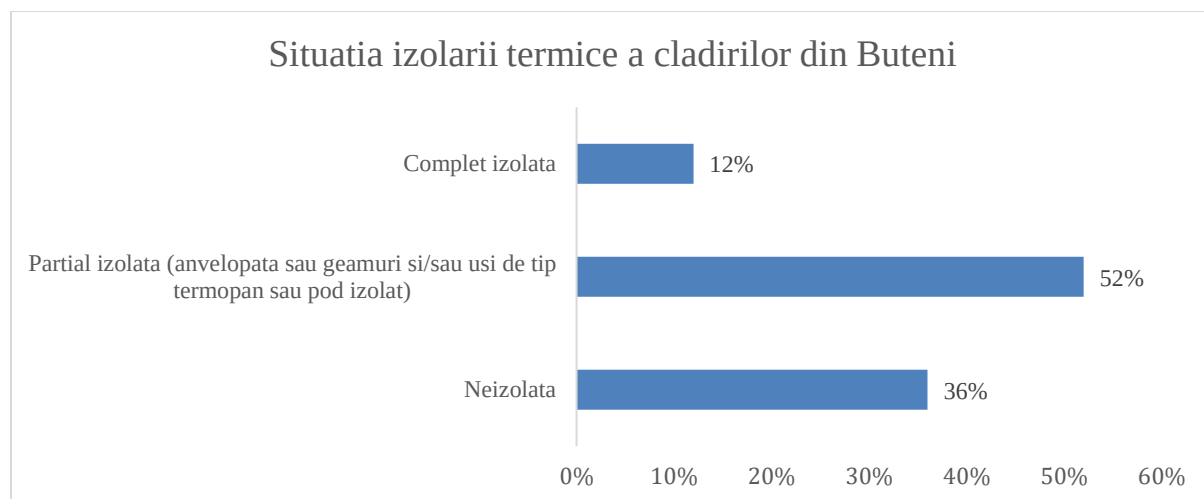


Figura 36. Situația izolării termice a clădirilor din Buteni (2024)

În ceea ce privește materialul de construcție, cele mai multe clădiri (79%) sunt din cărămidă (reflectând astfel specificul zonei), 11% din lemn și alte combinații cu lemn și restul din beton și alte prefabricate din beton și pământ/ chirpici. În ceea ce privește *metoda principală de încălzire*, 98% folosesc lemne: 46% sobă pe lemne și 52% centrală pe lemne cu circuit termic (calorifer). 2% folosesc alte surse de energie regenerabilă.

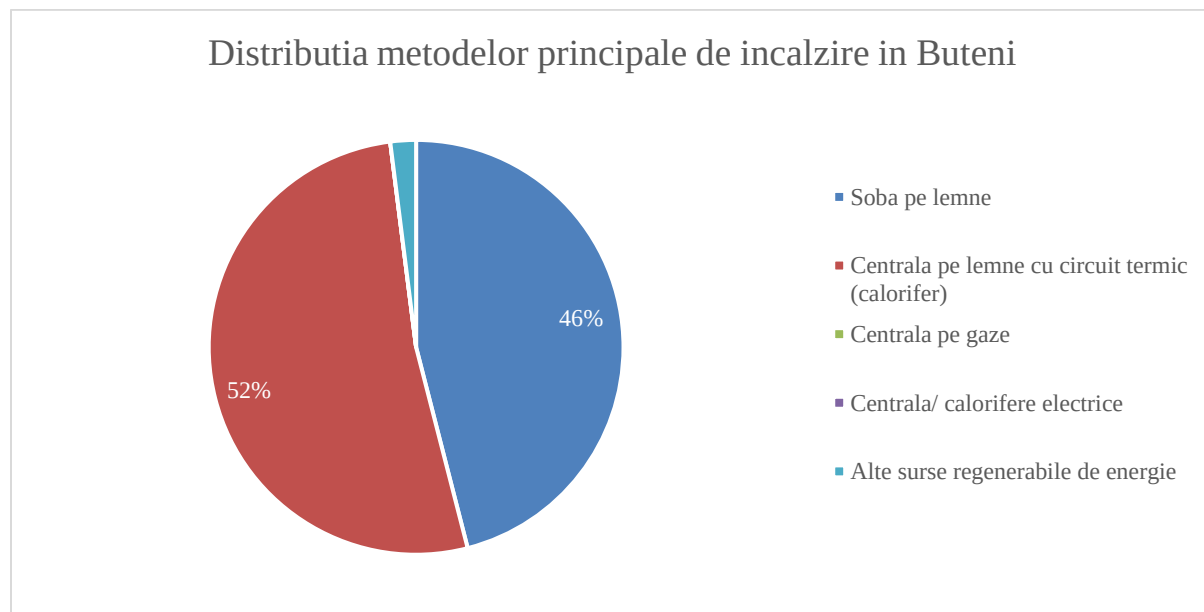


Figura 37. Distribuția metodelor principale de încălzire în Buteni (2024)

Principalele date referitoare la aspectele demografice și caracteristicile locuinței sunt prezentate sintetic în tabelul următor:

Tabelul 40. Date referitoare la aspectele demografice și caracteristicile locuinței în Buteni (2024)

Caracteristica		Frecventa relativa (%) Buteni
Varsta	18-20 ani	0%
	21-29 ani	7%
	30-39 ani	25%
	40-49 ani	21%
	50-59 ani	23%
	60 ani sau mai in varsta	24%
Sex	Feminin	51%
	Masculin	48%
	Prefer sa nu spun	1%
Ultima scoala absolvita	Scoala primara	4%
	Gimnaziu	11%
	Liceu	27%
	Școală profesională	13%
	Universitate- Licență	30%
	Universitate- Masterat	15%
	Studii post- universitare	0%
	Doctorat	0%
Situatia pe piata muncii	Angajat cu normă întreagă	60%
	Angajat cu normă parțială	1%
	Am propria afacere	7%
	Șomer	0%
	Pensionar	19%
	Elev/ student	0%
	Lucrator in gospodaria proprie	11%
	Altele	2%
Venitul net lunar per gospodărie	Sub 1000 RON	0%
	1001-3000 RON	17%
	3001- 5000 RON	31%
	5001-7000 RON	32%
	7001-10.000 RON	8%
	Peste 10.001 RON	8%
	Fara raspuns	4%
Situția familială	Casatorit(a) cu copii	71%
	Casatorit(a) fara copii	5%

	Necasatorit(a) cu copii	10%
	Necasatorit(a) fara copii	13%
	Intr-o relatie stabila cu copii	0%
	Intr-o relatie stabila fara copii	1%
Situatia locativa	Proprietar unic locuinta	26%
	Proprietar locuinta alaturi de alti membrii ai familiei	45%
	Chirias la privat(i)	0%
	Chirias la stat	0%
	Locuiesc in locuinta unui alt membru al familiei	29%
	Altele	0%
Suprafata locuintei	sub 30m ²	0%
	30 – 50 m ²	3%
	51 – 70 m ²	2%
	71 – 90 m ²	8%
	90 – 110 m ²	21%
	111 – 130 m ²	12%
	peste 130 m ²	54%
An constructie cladire	Inainte de 1900	2%
	Intre 1901 si 1920	3%
	Intre 1921-1940	6%
	Intre 1941-1960	15%
	Intre 1961-1980	51%
	Intre 1981-2000	15%
	Intre 2001- 2020	7%
	Dupa 2021	1%
Aveti certificat energetic la cladire?	Da	9%
	Nu	82%
	Nu stiu	9%
Daca da, stiti care este clasa energetica?	Nu este cazul, nu am certificat	89%
	Nu stiu clasa din certificat	9%
	Da, si anume...	2%
Situatie izolare termica a cladirii	Neizolata	36%
	Partial izolata (anvelopata sau geamuri si/sau usi de tip termopan sau pod izolat)	52%
	Complet izolata	12%

Materialul principal din care este construita clădirea	Lemn	5%
	Pământ/ Chirpici	5%
	Caramida	79%
	Beton și alte prefabricate din beton	2%
	Altele	9%
Încalzirea gospodăriei se face preponderent cu	Soba pe lemne	46%
	Centrală pe lemne cu circuit termic (calorifer)	52%
	Centrală pe gaze	0%
	Centrală/ calorifere electrice	0%
	Alte surse regenerabile de energie	2%
Plata lunară medie pentru factura de electricitate în sezonul rece (octombrie-martie)	Sub 100 RON	15%
	101-200 RON	38%
	201-300 RON	26%
	301-400 RON	8%
	401-500 RON	4%
	501-600 RON	1%
	Peste 601 RON	8%
Plata lunară medie pentru factura de electricitate în sezonul cald (aprilie – septembrie)	Sub 100 RON	27%
	101-200 RON	41%
	201-300 RON	20%
	301-400 RON	5%
	401-500 RON	4%
	501-600 RON	1%
	Peste 601 RON	7%
Costurile lunare medii pentru încălzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie)	Sub 400 RON	9%
	401-500 RON	20%
	501-600 RON	18%
	601-700 RON	12%
	701-800 RON	9%
	801-1000 RON	11%
	Peste 1001 RON	21%
Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie)	Sub 100 RON	45%
	101-200 RON	34%
	201-300 RON	7%
	301-400 RON	4%
	401-500 RON	3%
	501-600 RON	4%
	Peste 601 RON	3%

Următoarea secțiune a chestionarului surprinde și evaluează prin întrebări indirecte **normele, atitudinile sociale și relațiile din comunitate**. Un nivel ridicat de *atasament față de localitate și față de vecini*, existența unor proiecte comune cu vecinii și oferirea de sprijin reciproc în anumite

activitati, creaza (cel puțin la nivel teoretic) premisele optime pentru cladirea și dezvoltarea sustenabila a unor comunitati energetice. Similar, presupunem ca lipsa de atasament fata de localitate, inexistentă unor relatii cu vecinii și chiar o eventuala situatie conflictuala între acestia, pot face mai dificila angrenarea cetatenilor într-un proiect complex, precum o comunitate energetica și buna gestionare a acesteia pe termen lung.

Conform declaratiilor respondentilor din comuna Buteni, 87% sunt atasati și foarte atasati de comuna, iar 72% atasati și foarte atasati de vecini, ceea ce sugereaza un punct bun de pornire. În figura de mai jos putem vizualiza nivelul mediu de atașament față de comună și față de vecini, reprezentat pe o scară de la 1 (deloc atașat) la 5 (foarte atașat).

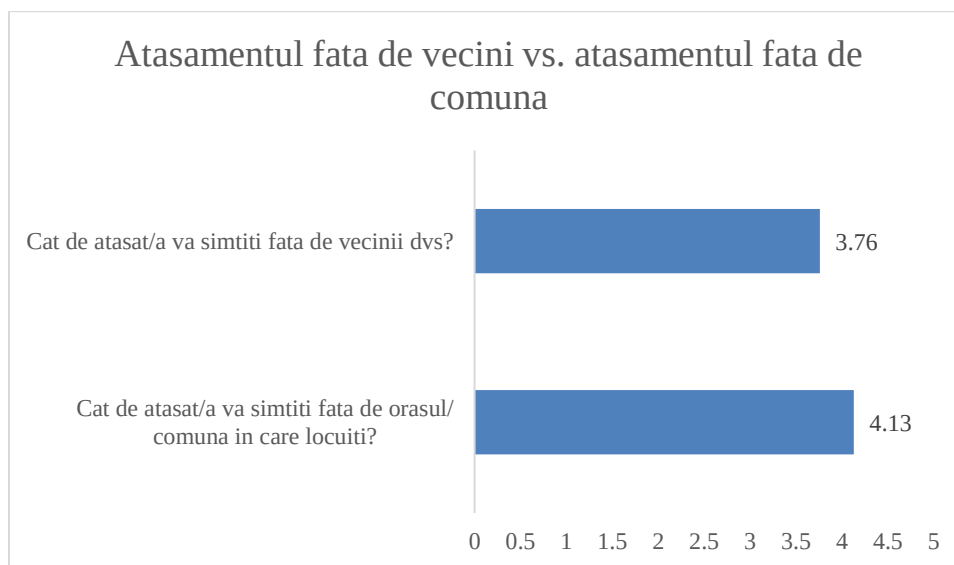
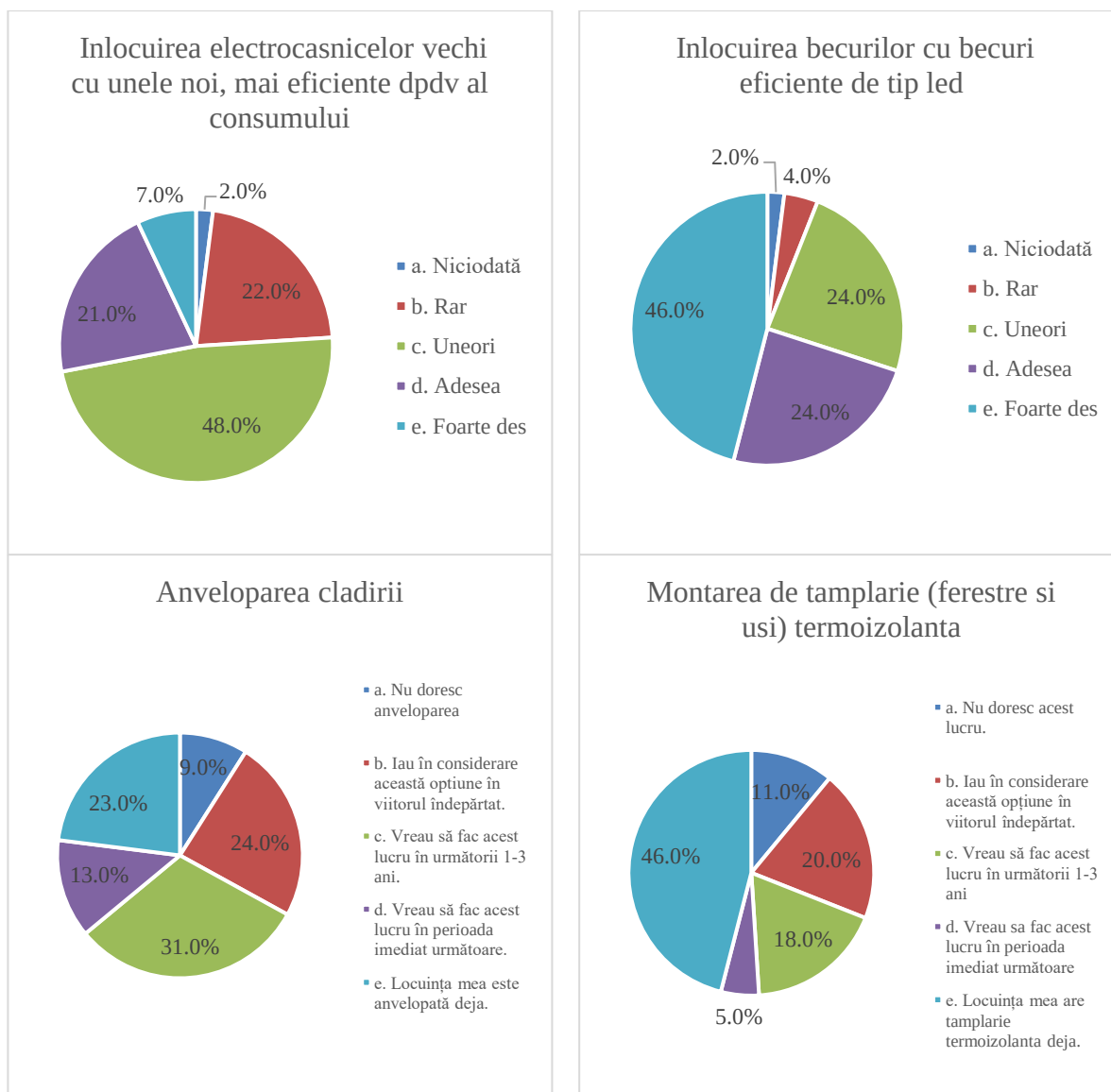


Figura 38. Atasamentul fata de vecini și comuna în Buteni (2024)

În ceea ce privește *relatiile dintre vecini*, acestia se cunosc între ei și își știu situatiile familiale, comunica și considera că au o relație bună (ponderile sunt de peste 90% în general), lipsita de conflicte (89% raportează că nu au conflicte cu vecinii sau au avut foarte rar neînțelegeri cu acestia). Cu toate acestea, un procent semnificativ redus (circa o treime) derulează activități și proiecte comune cu vecinii, iar dintre cei care fac acest lucru, doar o treime derulează în mod frecvent astfel de proiecte. Cele mai frecvente activități comune desfășurate se referă la activități în gospodărie, urmate de activități de petrecere a timpului liber (petreceri, sărbători, gătit etc.) și activități cu copiii, curățenie strădală. Îngrijitul împreună al spațiilor comune are loc doar într-o oarecare măsură pentru circa o treime dintre respondenți, în ciuda relațiilor bune existente în comunitate 45% dintre respondenți fiind puțin implicați sau deloc în astfel de activități. Vecinii *se ajută între ei* la activitățile gospodărești (circa 52%, mare parte în regim moderat), la cumpărături (circa 27%), în rezolvarea problemelor de sănătate (circa 60%), împartitul sculelor și altor obiecte de care nu au nevoie continuu (circa 55%), transportul spre muncă, școală, cumpărături (circa 38%). Apare astfel recomandarea, ca pornind de la bunele relații de vecinătate să se genereze diverse proiecte care să fie gestionate în comun, acestea putând fi un bun precursor, care să pună bazele și să pregătească membrii comunității pentru eventuale activități ulterioare mai complexe, cum ar fi constituirea unei comunități de energie. În ceea ce privește procesul de luare a deciziilor, sub 15% îl consideră anevoios, deciziile fiind luate în mare măsură la nivel de primărie.

Urmatoarea sectiune a chestionarului evalueaza cultura energetica a respondentilor. In mod normal, cu cat nivelul de cunoastere asupra unui subiect este mai ridicat, cu atat mai redusa este probabilitatea ca o initiativa pe aceasta tema sa fie respinsa in mod nejustificat, din frica de necunoscut si nou. Circa 40% dintre persoanele care au participat la studiu in localitatea Buteni nu isi cunosc consumurile medii lunare la energie si circa jumatate nu le cunosc pe cele legate de lemne, in timp ce doar circa 5% dintre respondenti au cunostinte precise despre costuri si modalitatea de calcul a facturii de energie electrica. In ceea ce priveste sursele regenerabile de energie, respondentilor le sunt cele mai cunoscute cele solar fotovoltaic (panourile fotovoltaice), urmate de eolian, energie hidroelectrica regenerabila si biogaz. Unii respondenti cunosc si alte surse regenerabile de energie precum energia geotermală, marină, deșeuri municipale regenerabile, biomasa etc. In ceea ce priveste eficientizarea consumului de energie, majoritatea fac referire la inlocuirea becurilor cu becuri eficiente de tip led, tamplaria termoizolanta, anveloparea cladirii si folosirea de sisteme inteligente de management a energiei. Graficele de mai jos ilustreaza ponderile de adoptie ale fiecărei solutii de eficientizare a consumului:



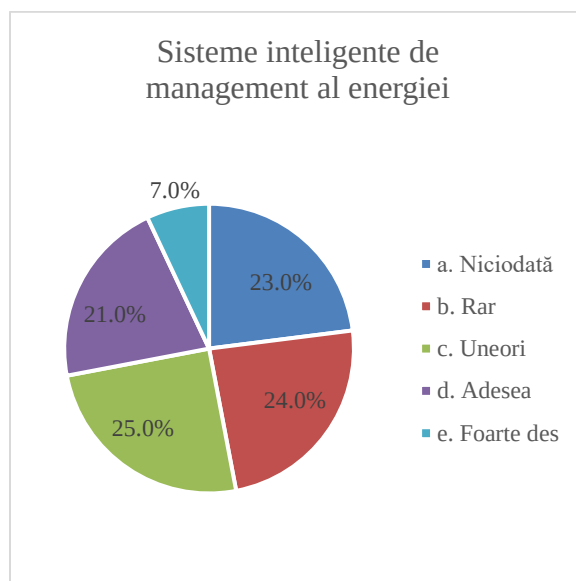


Figura 39. Ponderile de adoptie ale diverselor solutii de eficientizare a consumului în Buteni (2024)

Inlocuirea electrocasnicelor vechi cu unele noi, mai eficiente dpdv al consumului reprezinta o optiune pentru un numar mai redus de respondenti, insa totusi semnificativ (peste 50%).

In ceea ce priveste familiarizarea cu anumite concepte, studiul desfasurat releva faptul ca peste 65% dintre respondenti sunt familiarizati cu ideea ca pot produce in propria gospodarie si ulterior consuma si eventual vinde energie, peste 60% cunosc si termenul de prosumator si peste 40% acela de comunitate energetica si stiu la ce se refera aceasta. Desigur, data fiind natura raspunsurilor (inchise), este posibil sa existe erori de autoevaluare/ raportare si in fapt numarul celor care chiar inteleg conceptele mentionate mai sus sa fie in fapt mult mai redus.

Sectiunea urmatoare evalueaza nivelul de incredere al respondentilor in diferite autoritati si comunitatile de vecini. Se remarca un nivel foarte ridicat de incredere in autoritatile locale (raportat de peste 85% dintre respondenti, surprinzator in comparatie cu nivelul general de incredere la nivel national) si Biserica (raportat de peste 65% dintre respondenti). In figura de mai jos putem vizualiza nivelul mediu de incredere fata de autoritatile locale si fata de Biserica, reprezentat pe o scară de la 1 (deloc atasat) la 5 (foarte atasat).

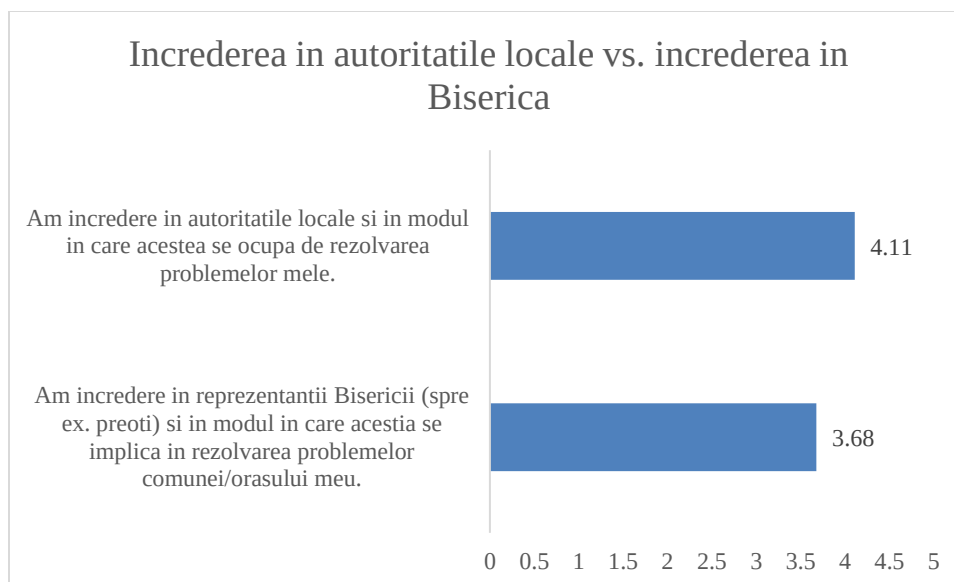


Figura 40. Nivelul mediu de incredere fata de autoritatile locale si fata de Biserica în Buteni (2024)

În ceea ce privește deținerea de lucruri la comun cu vecinii, un procent extrem de redus, de 2% dintre cei intervievați raportează acest lucru (vezi figura de mai jos), aceste obiecte reprezentând utilaje agricole. Detinatorii acestor obiecte în co-proprietate sunt (foarte) mulțumiți de modul în care sunt gestionate la comun și se declară dispuși să repete experiența.



Figura 41. Lucruri deținute în comun în Buteni (2024)

Deși procentul celor care au întreprins acțiuni concrete de gestionare la comun a diverselor obiecte este foarte redus, experiențele pozitive ale acestora reprezintă un semnal pozitiv și pot reprezenta un îndrumător pentru comunitate pentru demararea unor proiecte mai complexe în această direcție. Pe

de alta parte, dintre ceilalti 98% care nu detin obiecte in co-proprietate cu vecinii, circa 40% ar fi dispusi sa incerce si sa adere la astfel de initiative. Recomandarea este ca persoanele care au experimentat lucruri pozitive cu gestionarea in comun a unor obiecte sa fie stimulate sa impartaseasca experientele proprii bune si cu ceilalti vecini, in ideea de a ii inspira si de le da incredere si lor sa aiba initiative similare.

In continuare este evaluata disponibilitatea/ dorinta de a face parte dintr-o comunitate energetica a respondentilor. Initial operatorii de interviu s-au asigurat ca toti cei interviuati au o buna si corecta intelegere a conceptului de comunitate energetica. Peste 70% dintre respondenti isi exprima dorinta de a se asocia cu vecinii pentru a crea o comunitate energetica, insa doar putin peste jumatate sunt de acord sa puna bani la comun cu acestia pentru a cumpara panouri fotovoltaice sau alte echipamente care produc energie. Sub 10% dintre cei dispusi sa faca acest lucru nu s-ar asocia cu toti vecinii, ceea ce este un indicator bun pentru fezabilitatea dezvoltarii unei comunitati energetice.



Figura 42. Disponibilitatea asocierii cu vecinii pentru crearea unei comunități energetice în Buteni, % (2024)

Referitor la eventualele neînțelegeri ce pot apărea la modul de gestionare al echipamentelor producătoare de energie într-o comunitate energetica legate amplasament, managementul operational, implicare, o buna parte dintre respondenti se arata dispusi sa faca diferite concesii, sa se implice etc. Aproape 35% dintre respondenti ar fi dispusi sa se implice efectiv in managementul comunitati energetice, iar o treime considera ca optiunea ca o firma externa sa gestioneze tehnic si administrativ comunitatea energetica este potrivita, restul considerand potrivit ca membrii comunitatii energetice sa gestioneze tehnic si administrativ comunitatea energetica. Pentru peste 75% dintre respondenti dorinta de a face parte dintr-o comunitate energetica ar fi mai mare daca primaria, respectiv primarul si angajatii din primarie ar fi si ei parte din aceasta comunitate energetica. La 53% dintre respondenti li s-ar diminua dorinta de a se alatura unei comunitati energetice daca vederea/ privelistea le-ar fi afectata negativ de amplasarea unor echipamente tehnice, in timp ce pe 18% nu ii intereseaza acest aspect. 80% dintre respondenti se declara preocupati de protejarea mediului inconjurator si schimbarile climatice ce au loc in prezent, 75% sunt dispusi sa intreprinda actiuni concrete si 50% sunt dispusi sa investeasca bani in masuri ce conduc la reducerea emisiilor de carbon.

In ceea ce priveste principalii **factori determinanti care i-ar putea convinge sa faca parte dintr-o comunitate energetica**, respondentii mentioneaza cel mai frecvent reducerea costurilor (80%),

protejarea mediului (38.75%), imbunatatirea relatiilor in comunitate (13.75%) si independenta energetica (2.5%) .

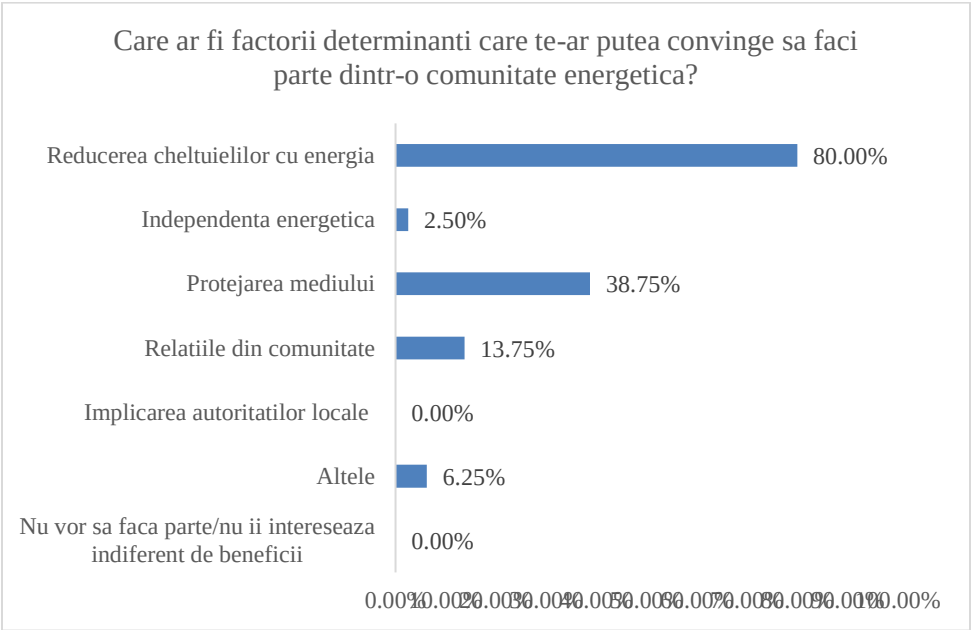


Figura 43. Factori determinanti in vederea crearii unei comunități energetice in Buteni, % (2024)

Pe de alta parte, asa cum reiese si din graficul urmator, printre factorii frecvent mentionati care i-ar putea impiedica sa faca parte dintr-o comunitate energetica se numara lipsa resurselor financiare necesare pentru o astfel de investitie, opiniile divergente dintre vecini, lipsa de informatii si cunoastere fata de conceptul de comunitate energetica, legislatia incerta si birocratia, lipsa actelor de proprietate.

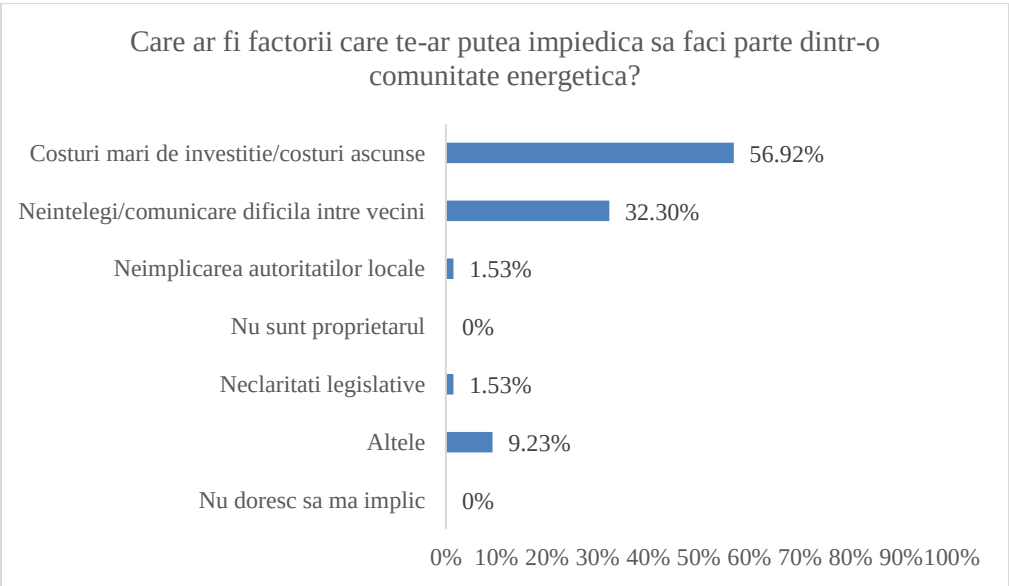


Figura 44. Factori inhibitori în procesul de creare a unei comunități energetice în Buteni, %
(2024)

Ținând cont de răspunsurile deschise obținute, în cazul în care se dorește consolidarea unei atitudini favorabile a cetățenilor vis-a-vis de ideea de comunitate energetică, recomandarea este să se deruleze campanii de informare a cetățenilor asupra conceptului de comunitate energetică, iar potențialele inițiative de înființare a unor comunități energetice să fie sprijinite financiar și logistic de autorități și celor interesați să devină membrii să li se prezinte în mod clar și concret beneficiile financiare, de mediu și pe plan social.

X. EXPUNEREA COMUNITĂȚII DE ENERGIE LA RISCURI FINANCIARE ÎN CONTEXTUL RESPONSABILITĂȚII CU PRIVIRE LA ECHILIBRARE

Costurile de echilibrare a energiei electrice în Europa au devenit un subiect important, pe măsură ce continentul se îndreaptă către o piață a energiei mai integrată și mai eficientă. Comisia Europeană a introdus Ghidul privind echilibrarea energiei electrice (EBGL) în 2017 pentru a armoniza piețele de echilibrare din toate statele membre și pentru a crea o piață paneuropeană pentru serviciile de sistem. Punerea în aplicare a platformelor europene de echilibrare a energiei, cum ar fi TERRE, MARI, PICASSO și IGCC, a reprezentat un pas esențial în această direcție. Aceste platforme urmăresc să sporească eficiența echilibrării, să integreze piețele și să promoveze schimbul transfrontalier de energie de echilibrare. Scopul este de a obține o achiziție de energie de echilibrare mai competitivă din punctul de vedere al costurilor și, în cele din urmă, costuri mai mici pentru consumatorii finali.

Costurile de echilibrare variază de la o țară europeană la alta, [studiile](#) și datele de [pe piață](#) sugerând că creșterea costurilor de echilibrare datorată variabilității și incertitudinii vântului se ridică la aproximativ 1-4,5 EUR/MWh pentru penetrări ale vântului de până la 20% din cererea de energie. Pentru producătorii de energie eoliană, costurile medii de echilibrare suportate variază între 2-3 €/MWh, deși există excepții notabile în unele țări în care costurile pot fi semnificativ mai mari. [România](#) este una dintre aceste excepții, în care costurile de echilibrare pentru generatoarele eoliene pot ajunge până la 20 EUR/MWh, în timp ce pentru centralele solare fotovoltaice acestea pot ajunge la 12-15 EUR/MWh - cauza fiind o piață de echilibrare mai puțin dezvoltată, cu puțini actori și o piață intrazilnică mică și nelichidă care nu stimulează gestionarea activă a portofoliului. Stabilind o valoare de referință a costurilor de echilibrare de 4 EUR/MWh, ca în cazul Germaniei, și presupunând un cost de echilibrare de 9 EUR/MWh și 12 EUR/MWh pentru energia eoliană, ajungem la o medie de 1,2 EUR pe MWh în costuri suplimentare pentru consumatorii români, iar adăugând comisionul de gestionare al retailerilor de 20% și TVA de 19% ajungem la un total de 1,71 EUR/MWh costuri suplimentare. O gospodărie care consumă 2 MWh pe an ar plăti 3,42 EUR.

Pe măsură ce comerțul transfrontalier cu servicii de echilibrare devine mai frecvent, armonizarea mecanismelor de decontare a dezechilibrelor devine tot mai importantă pentru a asigura eficiența pieței. În plus, pe măsură ce piețele intraday devin mai lichide și mai răspândite, costurile de echilibrare ar trebui să scadă și ele. Se preconizează că punerea în aplicare a acestor noi mecanisme

și platforme de echilibrare va aduce îmbunătățiri semnificative în ceea ce privește securitatea sistemului și va spori bunăstarea socială globală. Cu toate acestea, rămân provocări, inclusiv necesitatea de a atenua potențialele probleme legate de puterea pieței și de a aborda riscurile ridicate legate de prețuri pe piețele de echilibrare a energiei. Pe măsură ce mai mulți operatori de sisteme de transport se conectează la platformele europene de echilibrare în anii următori, se așteaptă ca eficiența și lichiditatea acestor piețe să se îmbunătățească în continuare.

Sistem de echilibrare

Sistemul de echilibrare în rețelele electrice de curent alternativ este un mecanism esențial pentru menținerea stabilității rețelei și prevenirea întreruperilor de curent. Acesta cuprinde reglementări, procese și piețe menite să asigure echilibrul puterii active care determină frecvența utilităților. Sistemele europene de echilibrare au evoluat de la orientările din Manualul de operațiuni UCTE la un cadru juridic mai standardizat. Punerea în aplicare a orientărilor privind rețelele în 2016-2017 a stabilit reglementări obligatorii în toate statele membre ale UE. Sistemul de echilibrare este reglementat de două documente-cheie:

1. Linia directoare privind echilibrarea energiei electrice
2. Ghidul de funcționare a sistemului de transport al energiei electrice

Piața europeană a energiei electrice funcționează pe baza unui model de autodispecerizare cu responsabilitate de echilibrare. Principalele caracteristici includ:

- Părțile implicate pe piață: Generatorii, consumatorii, furnizorii cu amănuntul și comercianții determină dispecerizarea activelor lor.
- Mecanisme de tranzacționare: Bursele de energie, platformele brokerilor sau acordurile bilaterale facilitează tranzacționarea.
- Părți responsabile cu echilibrarea (BRP): Fiecare punct de racordare la rețea este asociat cu un BRP, responsabil cu echilibrarea portofoliului său.

Termene și gestionarea portofoliului

- Perioadele de decontare a dezechilibrelor (PDS): standardizate la PDS de 15 minute.
- Gestionarea portofoliului: BRP își pot ajusta pozițiile prin tranzacții sau prin distribuirea de active pentru a minimiza dezechilibrele.

Piețele spot includ licitațiile pentru ziua următoare și piețele intrazilnice. Operatorii de sisteme de transport (OST) mențin echilibrul sistemului folosind diferite tipuri de rezerve:

- Rezerva de limitare a frecvenței (FCR)
- Rezerva de restabilire automată a frecvenței (aFRR)
- Rezerva manuală de restabilire a frecvenței (mFRR)

Aceste rezerve sunt achiziționate prin diverse mecanisme, cu modele de piață în evoluție, pentru a spori concurența și participarea. Dezechilibrele BRP sunt decontate financiar de către OST prin utilizarea prețurilor de dezechilibru.

OTS asigură stabilitatea rețelei prin menținerea unui echilibru al sistemului aproape de zero. Aceasta implică procurarea și activarea rezervelor de echilibrare, clasificate ca rezerve de limitare a frecvenței (FCR), rezerve de restabilire automată a frecvenței (aFRR) și rezerve de restabilire manuală a frecvenței (mFRR). Aceste rezerve, achiziționate prin licitații sau acorduri bilaterale, sunt utilizate pentru a corecta dezechilibrele în timp real. Mecanismele de piață, cum ar fi tranzacționarea pentru ziua următoare și intrazilnică, oferă BRP opțiuni pentru atenuarea dezechilibrelor, prețurile de decontare stimulând un comportament eficient.

În România, OST Transelectrica gestionează sistemul de echilibrare. Prețurile de pe piața de echilibrare sunt influențate de doi factori principali: 1) necesitatea de a crește producția și/sau de a reduce consumul și 2) necesitatea de a reduce producția și/sau de a crește consumul. Sistemul energetic trebuie să fie echilibrat în orice moment, adică oferta trebuie să fie egală cu cererea. Atunci când sistemul este deficitar, OTS plătește participanților un preț unic pentru a reduce cererea sau pentru a crește producția - prețul sistemului (SP) este pozitiv. Atunci când sistemul este excedentar, OST plătește participanților un preț unic pentru a crește cererea sau pentru a reduce producția - SP este negativ. BRP își gestionează portofoliile încercând să fie cât mai puțin expuse posibil la prețurile de sistem pozitive sau negative care rezultă din diferențele dintre consumul și/sau producția previzionate și cele reale. OTS achiziționează MWh necesari prin licitații care, în marea majoritate a cazurilor, sunt influențate de prețurile pentru ziua următoare.

Tabelul 41: Situația financiară a BRP în funcție de situația sistemului

System	Market Participant	
	In Surplus	In Deficit
System in Surplus	Loss	Profit
System in Deficit	Profit	Loss

Sursa: reprezentare proprie

Evoluția pieței de echilibrare în România

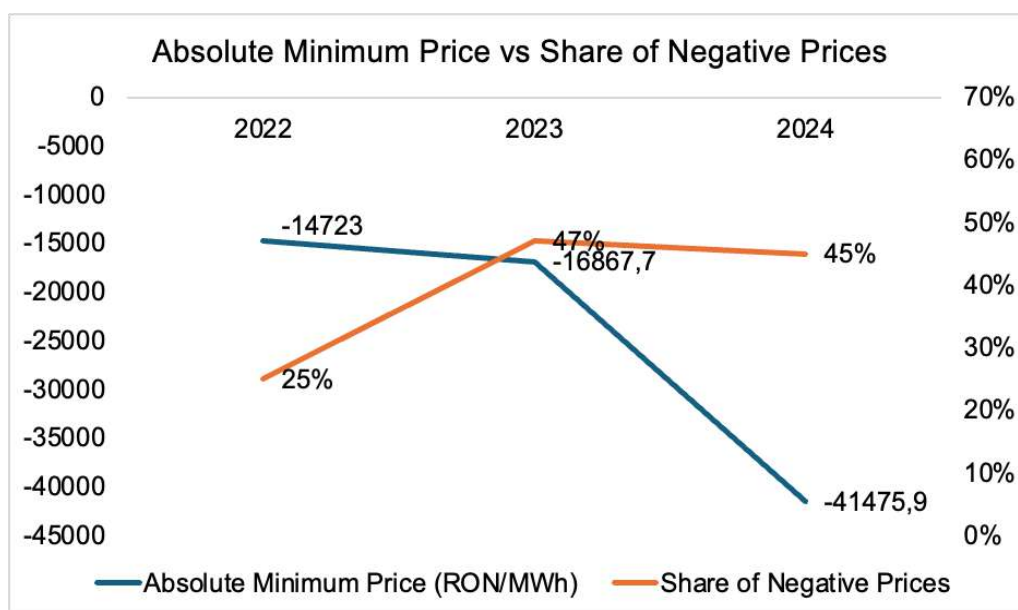
În ultimii trei ani, în România au fost instalați până la 2 000 MW de noi sisteme fotovoltaice pe acoperișuri și aproximativ 300 MW de noi capacități solare și eoliene la scară utilitară. Prin urmare, având în vedere starea piețelor de echilibrare și intrazilnice, prețurile de sistem au cunoscut o evoluție semnificativă, în timp ce ponderea prețurilor negative, asociate perioadelor de producție excedentară de energie, a crescut brusc. Prețurile minime absolute au fost de -14723 RON/MWh în 2022, în timp ce în 2023 au scăzut la -16868/MWh. În 2024, acest preț a scăzut la -41476 RON/MWh (figura 1). Ponderea prețurilor negative a crescut de la 25 % în 2022 la 45 % în 2024, în conformitate cu evoluția prețurilor de sistem. Pe scurt, numărul perioadelor în care producția depășește consumul a crescut pe măsură ce mai multă energie regenerabilă este introdusă în sistem.

Fiecare consumator și producător de energie electrică care dispune de un contor trebuie să fie reprezentat pe piața de echilibrare și, în prezent, nu există excepții în ceea ce privește persoanele care trebuie să fie incluse pe această piață. Pentru a consolida milioanele de puncte de măsurare în

cererea și consumul agregate, părțile responsabile cu echilibrarea (BRP) asigură acest serviciu. BRP gestionează programele de cerere și de producție ale participanților lor și alocă aceste costuri pe baza abaterilor de la programele declarate față de programele realizate.

Conform rapoartelor [Transelectrica](#), există maximum 11 participanți la această piață, toți producători de energie electrică care pot reduce sau crește producția în funcție de [nevoile](#) sistemului. Cel mai flexibil dintre acești participanți, având în vedere parcul de producție, este Hidroelectrică, care are și poziția dominantă.

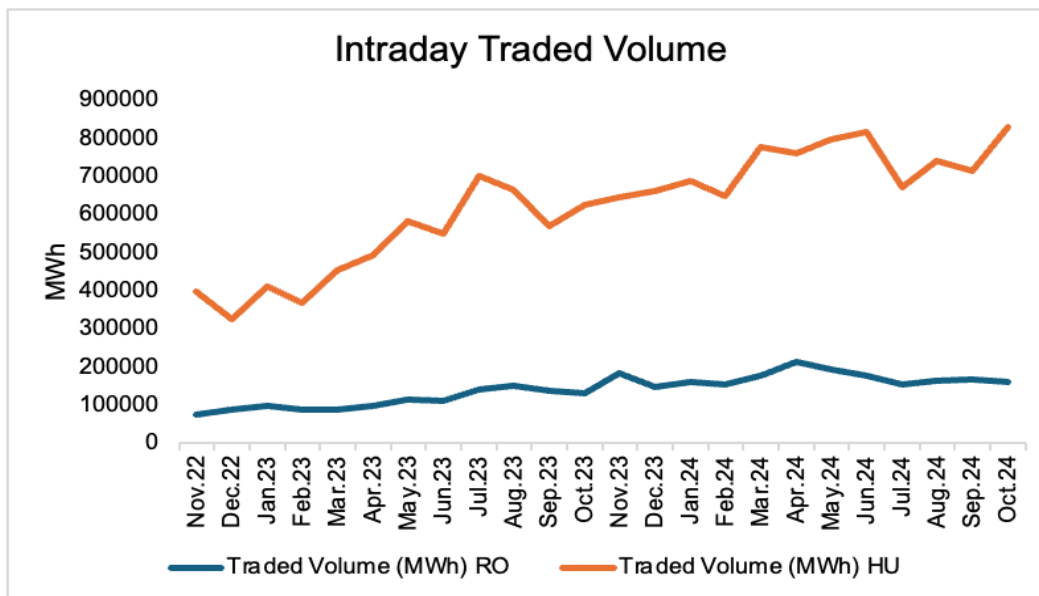
Figura 45: Evoluția prețurilor de sistem în România și ponderea prețurilor negative



Sursă: Entso-e

Această evoluție este așteptată pe măsură ce mai multă energie regenerabilă intră în sistem, care poate fi gestionată mai bine cu ajutorul piețelor intrazilnice lichide și al gestionării active a portofoliului. Din păcate, în prezent, România are o piață intrazilnică mică în comparație cu cea a Ungariei (Figura 46), deoarece România tranzacționează de 5 ori mai puțină energie pe piața intrazilnică decât vecinul său occidental.

Figura 46: Puterea intraday tranzacționată la bursă în Ungaria vs România



Surse: HUPEX & OPCOM

Estimarea costurilor de echilibrare

Pentru acest studiu, costurile de echilibrare au fost estimate în același mod în care BRP le calculează pentru participanții la piață. Fiecare producător și consumator este asociat cu o BRP, practic o entitate cu acces la piața de echilibrare care gestionează programele, previziunile și abaterile de la previziuni ale membrilor săi. Comunitățile energetice vor avea două opțiuni: fie să se alăture unei BRP existente, fie să devină ele însele o BRP, dacă consumul și producția sunt suficient de ridicate pentru a merita efortul suplimentar. Profilurile de producție și de cerere sunt agregate la nivelul BRP și apoi costurile, pozitive sau negative, sunt împărțite la consumul și producția fiecărui membru al BRP pentru a ajunge la valori monetare unice pe MWh.

În acest studiu, am lucrat cu prețurile de sistem din 2023 furnizate de ENTSOE. Portofoliul nostru BRP a presupus o dimensiune de 1000 MWh de bază pentru fiecare perioadă de decontare de 15 minute. Am conceput trei scenarii pentru a afla costurile pe MWh (figura 3). Ipoteza noastră privind abaterile aleatorii este preluată din datele furnizate de [Transelectrica](#) pentru abaterile din mai 2024, ultima lună raportată, și încearcă să reproducă stohasticitatea abaterilor reale de pe piață. Călea cea mai lungă ar fi de a dispune de date reale cu abateri reale și de a verifica calculele BRP, dar aceste date sunt confidențiale și pot fi approximate prin costurile finale de echilibrare estimate de participanții la piață.

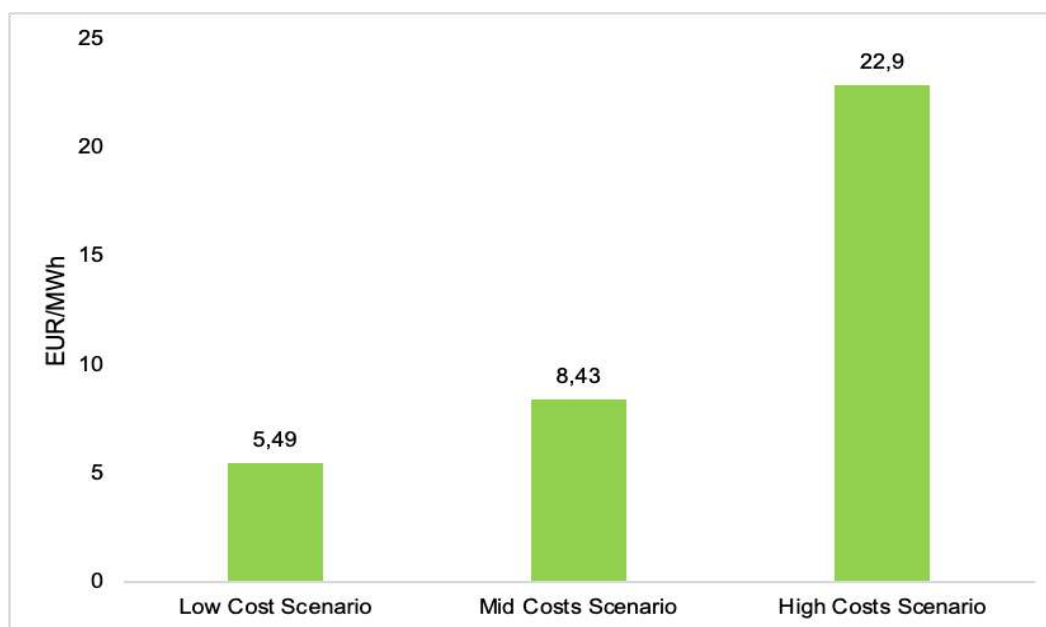
1) În primul scenariu, am permis erori cuprinse între -5% și 5% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de ISP pentru a ajunge la un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 5,49 EUR /MWh.

2) În cel de-al doilea scenariu, am permis erori cuprinse între -10% și 10% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de FSI pentru a obține un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 8,43 EUR /MWh.

3) În cel de-al treilea scenariu, am permis erori cuprinse între -12% și 12% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de FSI pentru a obține un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 22,9 EUR /MWh.

O modalitate alternativă de a efectua aceste calcule ar fi fost să se lucreze cu date reale privind consumul și producția pentru comunitățile în sine și să se calculeze costurile de echilibrare la nivel comunitar. Cu toate acestea, aceste calcule ar fi fost mai puțin exacte deoarece, în lumea reală, fiecare punct de consum sau comunitate aparține unei BRP și beneficiază de efecte de portofoliu în care abaterile se anulează reciproc, iar costurile sunt mai mici decât dacă ar fi fost calculate individual. Astfel, metoda aleasă reflectă mai realist comportamentul pieței și, implicit, costurile.

Figura 47: Estimarea costurilor de echilibrare



Sursă: estimare proprie bazată pe datele ENTSOE

Estimarea costurilor de echilibrare la nivelul comunității energetice

Pe piețele de echilibrare, mărimea abaterii contează cel mai mult pentru costurile finale de echilibrare. Astfel, cu cât este mai mare producția și/sau consumul, cu atât sunt mai mari abaterile

probabile care trebuie gestionate, ceea ce se traduce prin costuri de echilibrare mai mari, în absența unei gestionări active a portofoliului și a tranzacționării intraday. Am reflectat această realitate a pieței prin alegerea unor costuri de echilibrare mai ridicate pentru comunitățile mai mari din distribuția de probabilitate disponibilă a costurilor de echilibrare în simularea noastră.

Buteni, comună în județul Arad, România, are aproximativ 2.400 de locuitori. Situată de-a lungul râului Crișul Alb, cuprinde satele Buteni, Berindia, Cuied și Păulian. Comuna Buteni din județul Arad este racordată la rețeaua energetică națională. În perioada anuală 10/2023 - 09/2024, consumul total de energie a fost de 2.321,4 MWh. Datorită prezenței infrastructurii locale de producere a energiei electrice, interacțiunea cu rețeaua electrică funcționează bidirecțional.

Tabelul 42: Consumul de energie electrică în Buteni

Luna	COMERCIAL [MWh]	CASNIC [MWh]	TOTAL [MWh]
Ian	11,31	175,58	186,88
Feb	17,64	183,23	200,87
Mar	20,23	200,92	221,15
Apr	20,53	205,06	225,59
Mai	16,45	183,44	199,88
Iun	17,82	186,27	204,09
Iul	15,37	173,35	188,71
Aug	13,62	175,54	189,16
Sep	10,54	157,96	168,50
Octombrie	11,42	170,84	182,26
Noi	11,55	172,00	183,55
Dec	11,01	159,75	170,76
Total	177,48	2.143,92	2.321,40

Sursă: Administrația Buteni

Buteni este cel mai mare consumator de energie electrică din cele trei comunități analizate. Astfel, am estimat că costurile de echilibrare sunt cu 10% mai mari decât în scenariul de bază, deoarece

cu cât consumul este mai mare, cu atât sunt mai mari abaterile potențiale și costurile ridicate asociate. Rezultatele sunt prezentate în Figura 48.

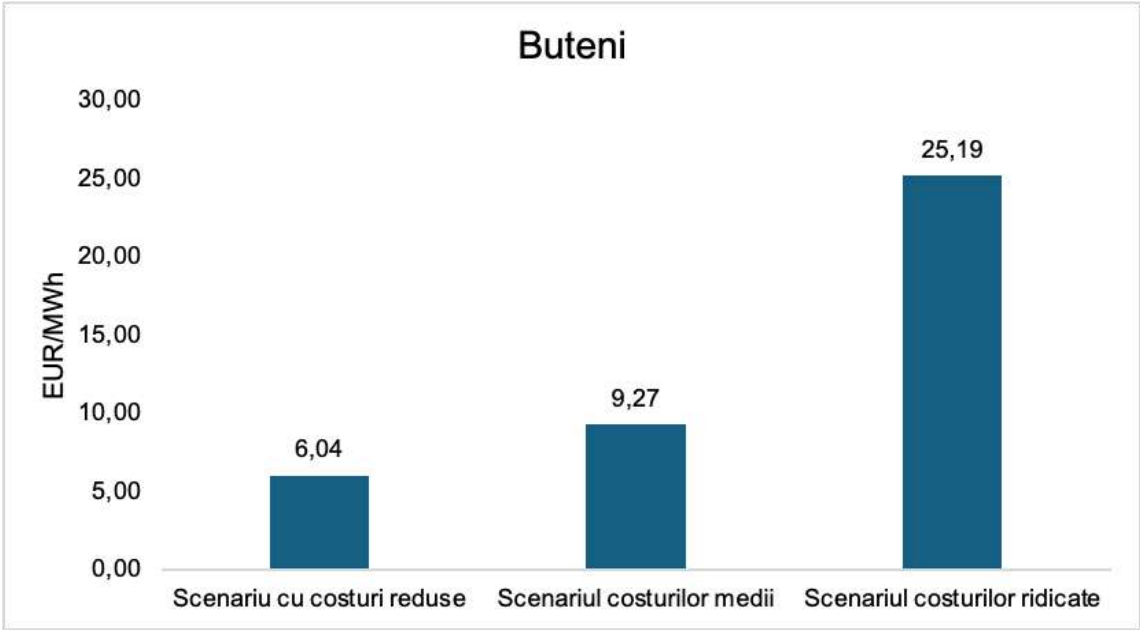


Figura 48: Costurile de echilibrare ale comunității energetice din Buteni

Sursă: estimare proprie

Anual, costurile de echilibrare ale comunităților prezentate în acest raport sunt următoarele:

Tabelul 43: Costurile anuale de echilibrare în funcție de scenariu

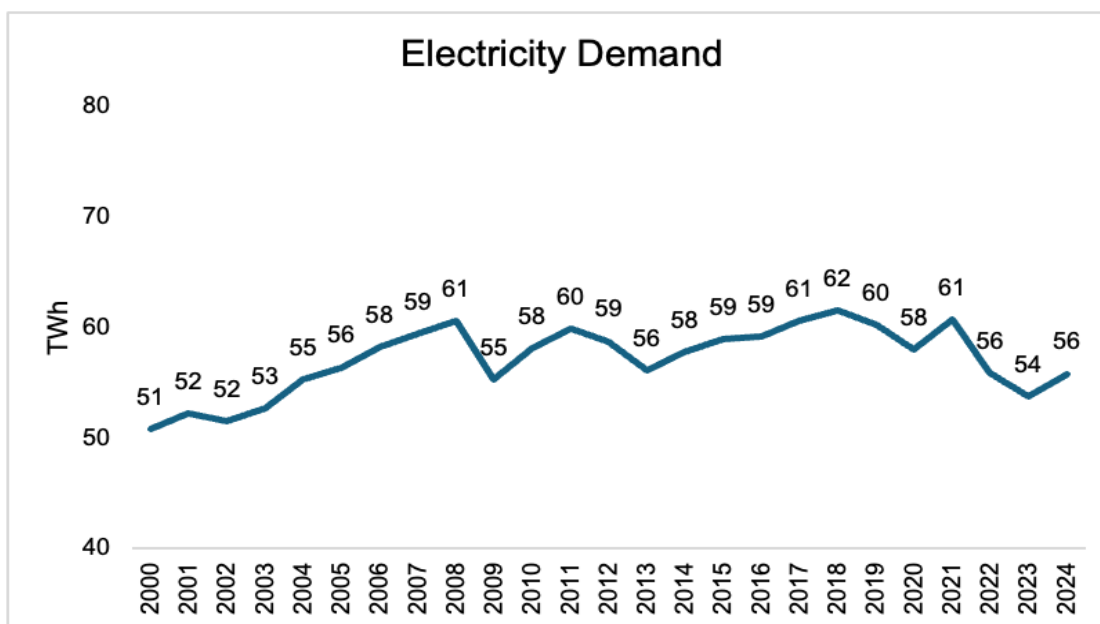
	Consum MWh	Costuri reduse (EUR/MWh)	Costuri medii (EUR/MWh)	Costuri ridicate (EUR/MWh)
Buteni	2321.40	14856.96	21519.38	58476.07

Sursă: calcule proprii

Costuri de rețea

Rețeaua electrică este o parte esențială a țărilor moderne cu economii avansate. Rețeaua electrică este întreținută și dezvoltată printr-o serie de taxe pentru fiecare MWh care tranzitează rețeaua electrică la înaltă, joasă sau medie tensiune. Cu cât numărul de MWh este mai mare, cu atât costurile de întreținere și dezvoltare a rețelei electrice sunt mai mici. România a înregistrat o scădere a cererii de energie electrică în ultimii trei ani, de la 61 TWh în 2021 la 54 TWh în 2023. Cererea pentru 2024 este estimată la aproximativ 56 TWh, o creștere de aproximativ 4% față de datele din 2023.

Figura 49: Cererea anuală de energie electrică în România



Sursă: Ember

Există trei surse de venituri care contribuie la menținerea rețelei și la extinderea acesteia, dacă este necesar. Acestea sunt grupate în servicii de sistem, transport - introducerea și extragerea energiei electrice din cablurile de înaltă tensiune și costuri de distribuție grupate în taxe de înaltă, medie și joasă tensiune. Tabelul 4 oferă o prezentare generală a taxelor de rețea pentru fiecare MWh de cerere în România. Costurile de rețea sunt stabilite de autoritatea națională de reglementare și acoperă, de obicei, costurile de întreținere și extindere a rețelei și un profit pentru operatori care este limitat la 4-8% pe an.

Tabelul 44: Taxe de rețea în România începând cu decembrie 2024

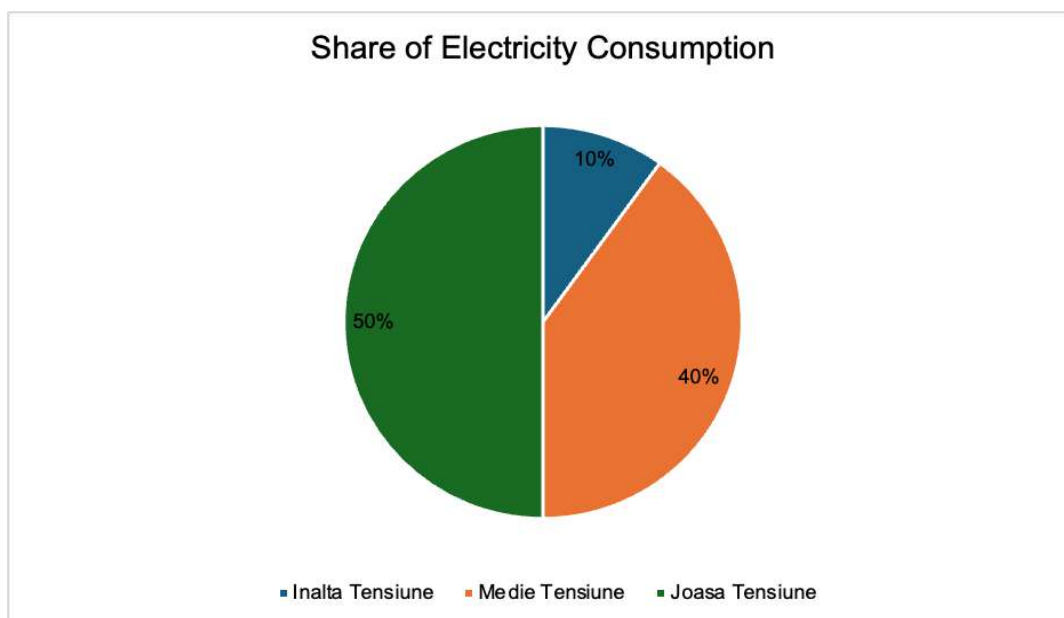
Regiune	System Service RON/MWh	Tariff TG - Introduction in the network	Tariff FTL - Extraction from the network	Tariff High Voltage	Tariff Medium Voltage	Tariff Low Voltage
Moldova	11.51	3.82	27.72	30.68	65.92	205.86
Transilvania Nord	11.51	3.82	27.72	31.22	74.86	190.16
Transilvania Sud	11.51	3.82	27.72	29.55	63.05	185.49
Banat	11.51	3.82	27.72	19.43	58.37	166.56
Muntenia	11.51	3.82	27.72	14.83	56.77	168.26
Muntenia Nord	11.51	3.82	27.72	34.72	74.69	238.63
Dobrogea	11.51	3.82	27.72	28.38	69.4	197.46
Oltenia	11.51	3.82	27.72	42.46	85.13	205.89

Sursă: Nova Power and Gas

Pentru a estima evoluția costurilor de rețea într-un scenariu în care 300 000 de gospodării fac parte din comunități energetice, ceea ce înseamnă aproximativ 1 TWh mai puțină cerere totală, presupunând un consum anual de 3,36 MWh pe gospodărie, am presupus că cererea de energie

electrică este grupată după cum urmează: 10% este consumată la înaltă tensiune, 40% la medie tensiune și 50% la joasă tensiune.

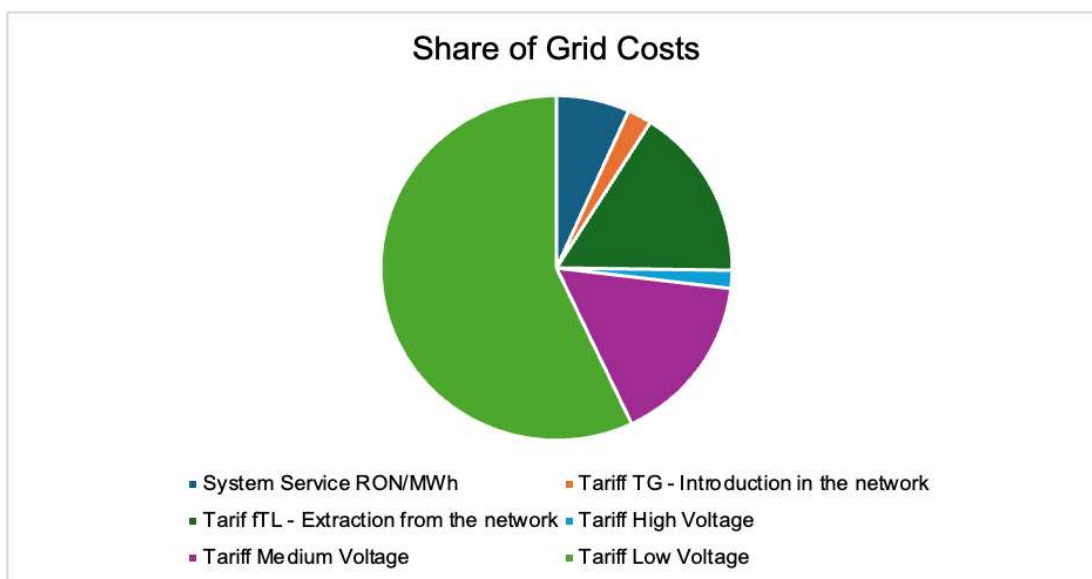
Figura 50: Ponderea cererii de energie electrică în funcție de tensiune



Sursă: Estimare proprie

Cele mai multe costuri de rețea revin consumatorilor de joasă tensiune, deoarece aceștia au cele mai mari costuri per MWh.

Figura 51: Ponderea costurilor de rețea în funcție de tipul de costuri



Sursă: Estimare proprie

În 2024, am estimat că costurile de rețea erau de 9,53 miliarde RON pentru o cerere de 56 TWh de energie electrică, adică 170 RON/MWh sau 34 EUR/MWh. Rezultatele pentru o cerere totală de 55 TWh, excluzând 1 TWh presupus a fi autoconsumat de membrii comunităților energetice a fost de 9,36 miliarde RON, echivalentul a 3,11 RON/MWh suplimentar, echivalentul a 0,62 EUR suplimentar pe MWh consumat. Rezultatele arată că, în ciuda oricărei afirmații contrare, costurile de rețea nu cresc semnificativ pe măsură ce mai multe persoane aderă la comunitățile energetice și au o pondere mai mare a cererii acoperite prin autoconsum. În general, costurile de rețea cresc cu 2% pentru fiecare 2% de scădere a cererii.

Cercetarea actuală a arătat o creștere a prețurilor de echilibrare în România din cauza dublării intervalelor cu prețuri de sistem negative în România în ultimii doi ani, pe fondul instalării a peste 2 GW de energie regenerabilă în România, în cea mai mare parte prosumatori. Excedentul de sistem a crescut semnificativ, ceea ce a condus la creșterea prețurilor de echilibrare pentru toți participanții la piață.

În prezent, prețurile de echilibrare în România sunt de aproximativ 8-9 EUR pe MWh pentru energia solară fotovoltaică și de până la 15 EUR pe MWh pentru energia eoliană terestră, mult mai mari decât prețurile de aproximativ 4 EUR pe MWh observate în Germania, care are o pondere mult mai mare a energiei regenerabile decât România în mixul său de energie electrică, în principal din cauza faptului că piețele intrazilnice pe care se tranzacționează deviațiile pentru a reduce costurile de echilibrare sunt mai puțin dezvoltate în România decât în Germania.

Am estimat costuri de echilibrare cuprinse între 5,49 EUR/MWh și 22,9 EUR pe MWh pentru comunitățile energetice analizate în acest studiu, în conformitate cu referințele de piață preluate din rapoartele de piață, în principal prin simularea costurilor unui portofoliu BRP folosind date pentru 2023.

Am observat, de asemenea, că cererea de energie electrică a stagnat în România, după ce a scăzut de la un nivel ridicat observat în 2021, ceea ce crește costurile generale ale sistemului. Calculele noastre pentru aproximativ 1 TWh reprezentând cererea comunitară de energie arată că costurile rețelei cresc liniar cu 2% pentru fiecare 2% de reducere a cererii.

Comunitățile energetice ar trebui să fie foarte conștiente de aceste costuri suplimentare pe care sistemul le suportă odată cu dezvoltarea mai multor energii regenerabile și a autoconsumului, ceea ce duce la scăderea cererii de energie. Calea cea mai prietenoasă cu sistemul de a face față acestor costuri mai mari este cea care implică stabilirea de competențe în comunitățile energetice pentru a gestiona costurile de echilibrare și portofoliile lor de cerere și producție, astfel încât valoarea creată de aceste comunități să fie împărțită ca beneficii pentru comunitățile însele. În acest caz, odată ce piața intrazilnică va prinde viteză în România și prețurile se vor alinia mai mult la piața germană, dezvoltarea comunităților energetice poate fi accelerată în continuare. O modalitate de a organiza această stabilire a competențelor este prin înființarea unui comerciant cu amănuntul de energie electrică în care comunitățile energetice sunt acționari și guvernează structura pentru a maximiza beneficiile care pot fi obținute prin investițiile lor.

XI. Concluzii

Studiul de fezabilitate al comunității energetice din comuna Buteni a debutat prin conturarea profilului social, demografic și economic al comunității. Următorul capitol a analizat infrastructura energetică și vulnerabilitățile asociate, evidențiind riscul sărăciei energetice. În capitolul trei s-a argumentat necesitatea și oportunitatea unei comunități de energie regenerabilă, iar în cel de-al patrulea s-a demonstrat alinierea propunerii la obiectivele europene și naționale. Capitolul cinci a subliniat concordanța acestui proiect cu Planul de Dezvoltare Locală, iar al șaselea a detaliat cele trei scenarii de implementare, calibrate pentru echilibrarea cost-beneficiu. Analiza parametrilor economici din capitolele șapte și opt a confirmat viabilitatea financiară, în timp ce în capitolul nouă studiul de percepție socială a relevat un nivel ridicat de acceptare comunitară și potențial de guvernare participativă. În cele din urmă, evaluarea riscurilor financiare și de echilibrare din capitolul zece a subliniat sustenabilitatea economică și adaptabilitatea proiectului pe termen lung. În ansamblu, propunerea de comunitate energetică în Buteni se dovedește fezabilă, scalabilă și în deplină concordanță cu politicile naționale și europene, având potențialul de a reduce sărăcia energetică și de a stimula dezvoltarea durabilă a zonei.

XII. ANEXE

Termeni și variabile utilizate

1) Time of Use (ToU) reprezintă tariful pentru energia electrică consumată din rețea. În perioada de aplicare a Ordonanței de Urgență nr. 27/2022, valabilă până în martie 2025, prețurile sunt plafonate astfel: 0,68 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar între 0 și 100 kWh; 0,80 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar între 100,01 și 255 kWh; 1,3 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar peste 255 kWh. Estimăm că după această perioadă tarifele vor fi între 1 - 2 lei/kWh;

2) Feed-in Tariff (FiT) reprezintă tariful pentru energia electrică injectată în rețea. Deși în prezent se aplică decontarea cantitativă în termen de 24 de luni de la data livrării, după această perioadă tariful FiT corespunzător energiei active produse și livrate în rețea corespunde prețului mediu ponderat înregistrat în Piața pentru Ziua Următoare (PZU) aferent lunii în care a fost produsă și livrată energia electrică respective. Conform OPCOM, prețul mediu ponderat a variat între 0,4 lei/kWh și 1,19 lei/kWh între 2022- 2024.

Tarifele utilizate în analiza inițială sunt: ToU=1 leu/kWh; FiT=0,4 lei/kWh. În analizele de sensibilitate au fost simulate scenariile în care tarifele cresc până la 2 lei/kWh pentru ToU și 0,7 lei/kWh pentru FiT. De asemenea, este considerată și o variantă în care se aplică tarife diferențiate pe intervale orare.

3) Prețurile dezechilibrelor (PD), conform <https://www.eon.ro/info-prosumatori>, prețul dezechilibrelor se calculează lunar de către furnizor, iar acesta poate fi pozitiv sau negativ. În exemplele furnizate de E.ON prețul a fost între 0.0097 lei/kWh și 0.02623 lei/kWh. Vom considera în analizele de mai jos un preț de 0,03 lei/kWh.

4) Grid Cost reprezintă costul cu energia electrică din rețea la prețul reglementat sau stabilit de furnizor (ToU) care include următoarele taxe și tarife suplimentare:

1. Tarife reglementate pentru servicii de rețea:

- Tariful de transport care include componenta de extracție din rețea (TL) este un cost asociat cu extragerea energiei din rețeaua de transport.
- Tarif pentru serviciul de sistem (TSS) acoperă costurile pentru menținerea echilibrului și siguranței sistemului energetic național.
- Tarif de distribuție variază în funcție de nivelul de tensiune (joasă, medie, înaltă) și de operatorul de distribuție; acoperă costurile de livrare a energiei către consumatorul final. Pentru joasă tensiune, tariful variază între 185 și 239 lei/MWh.

2. Contribuții la scheme de sprijin:

- Certificate verzi - costuri asociate cu promovarea energiei din surse regenerabile; furnizorii au obligația de a achiziționa un număr de certificate verzi proporțional cu energia furnizată.

- Contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență - susține producția combinată de energie electrică și termică la un randament ridicat.

3. Taxe și impozite:

- Acciza reprezintă taxa impusă de stat pentru consumul de energie electrică; valoarea poate varia în funcție de destinația consumului (comercial sau necomercial).
- Taxa pe valoarea adăugată (TVA). În prezent, cota standard este de 19% și se aplică la suma totală a celorlalte componente.

În cazul în care comunitatea plătește costuri cu dezechilibre, ToU se diminuează cu prețul dezechilibrelor. Pe baza acestor aspecte, definim costul cu energia consumată din rețea astfel:

$$GridCost = \sum_t D^t \times (ToU^t - PD^t)$$

Unde:

- D^t reprezintă consumul de energie electrică din rețea în intervalul t ;
- ToU^t este tariful aplicat pentru consum;
- PD^t reprezintă prețul dezechilibrelor actualizate periodic de furnizor.

5) Feed-in Revenue reprezintă venitul net încasat de comunitate din injectarea energiei în rețea. Acesta se calculează pe baza tarifului FiT. Din venitul obținut se scad costurile dezechilibrelor.

Să presupunem că o comunitate injectează 1.000 kWh într-o lună, iar furnizorul oferă un FiT de 0,5 lei/kWh. În acest caz avem:

Venitul brut din vânzare: $1.000 \text{ kWh} \times 0,5 \text{ lei/kWh} = 500 \text{ lei}$

Costul dezechilibrelor: $1.000 \text{ kWh} \times 0,03 \text{ lei/kWh} = 30 \text{ lei}$

Feed-in Revenue: $500 \text{ lei} - 30 \text{ lei} = 470 \text{ lei}$

Definim venitul obținut de comunitate din livrarea (injectarea) energiei în rețea astfel:

$$FeedRevenue = \sum_t S^t \times (FiT^t - PD^t)$$

Unde:

- S^t reprezintă surplusul de generare locală injectată în rețea în intervalul t ;
- FiT^t este tariful aplicat pentru energia livrată în rețea;

6) Self Consumption Revenue. Mecanisme de partajare a energiei generate în comunitate (Energy Sharing)

Conceptul de **Energy Sharing** se referă la distribuirea sau partajarea energiei produse local, în mod echitabil și eficient, între membrii unei comunități energetice. Acest concept este bazat pe ideea că energia generată local, de exemplu de la un parc fotovoltaic, o turbină eoliană sau alte surse regenerabile, poate fi utilizată direct de membrii comunității fără a trece prin piața convențională de energie, reducând costurile și dependența de rețelele centralizate. Energia generată este împărțită între membrii comunității în mod egal deoarece fiecare membru contribuie la investiția inițială în mod egal sau această investiție este suportată exclusiv din fonduri nerambursabile.

Pentru energia generată și consumată local se aplică următoarele taxe:

- taxe și contribuții - 0 lei/ kWh
- tarif distribuție la jumătate din tariful de distribuție actual – 105 lei/MWh
- energia produsă și consumată la nivelul comunității, în timp real, este alocată membrilor comunității în mod egal la tarif zero

Astfel, venitul din autoconsum (**Self Consumption Revenue**) reprezintă economiile înregistrate de comunitate ca urmare a consumului energiei generate local și se obține ca diferență dintre costul cu energia electrică dacă aceasta ar fi fost consumată din rețea (la ToU, inclusiv taxele și tarifele suplimentare corespunzătoare *Grid Cost*) și costul actual în cazul în care energia este consumată la tarif zero și se aplică tariful de distribuție de 105 lei/MWh.

Definim venitul net din autoconsum astfel:

$$SelfConsRevenue = \sum_t (C^t, G^t) \times ToU^t - \beta_{EC}$$

Unde β_{EC} reprezintă costul cu tariful de distribuție aplicat la nivelul comunității.

7) Beneficiul economic al comunității (Value Share)

Definim costul final sau plata comunității ($Payment_{EC}$) cheltuielile/veniturile înregistrate de comunitate la finalul unei perioade (lună sau an):

$$Payment_{EC} = GridCost - FeedRevenue$$

Fiecare membru al comunității are alocată o cotă de generare egală pe care o poate consuma integral sau parțial, în funcție de consumul său. Astfel, putem defini plățile ($Payment_m$) fiecărui membru m pe baza excedentului de consum (cheltuială) sau surplusului de generare (venit) înregistrate la finalul unei perioade (lună sau an):

$$Payment_m = GridCost_m - FeedRevenue_m$$

Surplusul de generare și excedentul de consum atât la nivelul fiecărui membru și la nivelul comunității se înregistrează cu ajutorul contorizării inteligente. Diferența dintre suma plăților

individuale și plata comunității reprezintă un *beneficiu economic al comunității (Value Share)* și se redistribuie membrilor în cote egale sau poate fi păstrată pentru alte proiecte de investiții.

$$VS_{EC} = \sum_m Payment_m - Payment_{EC}$$

8) Indicatori financiari

Pentru analiza economică a scenariilor sunt utilizați următorii indicatori:

1. *Net Present Value (NPV)* reprezintă valoarea actualizată netă calculată conform ecuației:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF^t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

Unde:

- CF^t - Fluxul de numerar la momentul t compus din venitul net obținut din energia produsă și consumată local ($SelfConsRevenue^t$) la care se adaugă veniturile din livrarea surplusului în rețea ($FeedRevenue^t$). Pe durata proiectului aceste valori vor fi ajustate cu o rată de degradare anuală (d) care reflectă scăderea în timp a producției fotovoltaice. Din veniturile nete lunare se scad costurile operaționale ($OPEX$).
- r - Rata de actualizare (discount rate). Aceasta variază între 3-10% pentru proiectele regenerabile, însă putem considera un discount rate de 3% în cazul în care proiectul are o finanțare nerambursabilă semnificativă, riscuri financiare și tehnologice scăzute și obiective sociale și sustenabilitate prioritară.
- t - Anul sau perioada curentă, unde $t=0$ este investiția inițială.
- n - Durata totală a proiectului (numărul de perioade analizate).
- CAPEX - Costul total al investiției pentru implementarea proiectului

Interpretare: dacă $NPV > 0$ proiectul este profitabil și aduce beneficii comunității; dacă $NPV < 0$ proiectul aduce pierderi; dacă $NPV = 0$ proiectul nu aduce beneficii nete.

2. *Internal Rate of Return (IRR)* este rata de actualizare (r) care face ca Net Present Value (NPV) să fie egal cu zero. Formula IRR este:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF^t}{(1+IRR)^t} - CAPEX = 0$$

3. *Payback Period (PBP)* reprezintă perioada necesară pentru a recupera investiția inițială.

$$PBP = \frac{CAPEX}{CF}$$

Unde:

CF - Fluxul mediu anual de numerar pe durata proiectului

4. *Profitability Index (PI)* reprezintă raportul dintre valoarea actualizată a fluxurilor de numerar și investiția inițială.

$$PI = \frac{PV}{CAPEX}$$

Unde PV este valoarea actualizată a fluxurilor de numerar viitoare (discounted cash flows) și poate fi calculat pe baza NPV astfel:

$$PV = NPV + CAPEX$$

Interpretare: dacă $PI > 1$ proiectul este profitabil, deoarece valoarea actualizată a fluxurilor de numerar viitoare depășește investiția inițială; dacă $PI < 1$ proiectul aduce pierderi, deoarece valoarea actualizată este mai mică decât investiția inițială; dacă $PI = 1$ proiectul este la limita rentabilității.

5. *Levelized Cost of Energy (LCOE)* reprezintă costul unitar al energiei produse de un sistemul fotovoltaic, calculat pe durata sa de viață. LCOE indică prețul minim la care energia trebuie vândută (sau utilizată) pentru a acoperi costurile totale ale proiectului, incluzând investiția inițială (CAPEX); costurile de operare și întreținere (OPEX) actualizate; degradarea sau scăderea producției în timp.

$$LCOE = \frac{CostActual}{E}$$

Unde:

CostActual reprezintă costurile totale actualizate compuse din CAPEX (costul inițial al investiției) și costurile totale de operare și întreținere actualizate la valoarea prezentă. Acestea se obțin astfel:

$$OPEX_{actual} = \sum_{t=1}^n \frac{OPEX^t}{(1+r)^t}$$

E – energia totală generată ajustată pentru a surprinde degradarea anuală a panourilor solare cu o rata anuală de degradare (de exemplu $d=0.5\%$ pe an).

6. *Energy Net Revenue (ENR)* reprezintă venitul generat de proiect pe întreaga durată de viață, după deducerea costurilor operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate).

$$ENR = \sum_{t=1}^n CF^t$$

7. *Return on Investment (ROI)* este un indicator economic care măsoară beneficiile proiectului prin raportarea venitului net la costul inițial al investiției.

$$ROI = \frac{ENR}{CAPEX} \times 100$$

Interpretare: dacă $ROI > 100\%$ proiectul aduce beneficii comunității, iar aceste beneficii sunt mai mari decât investiția inițială; dacă $ROI < 100\%$ proiectul nu recuperează suficient pentru a aduce un beneficiu echivalent cu investiția; dacă $ROI = 100\%$ proiectul recuperează investiția inițială, fără a aduce beneficii comunității.

9) Analiza beneficiilor membrilor comunității

Pentru evaluarea beneficiilor fiecărui membru se calculează următorii indicatori:

1. *Investiția individuală inițială (CAPEX per membru)* reprezintă valoarea investiției raportat la nr de locuitori/ gospodării din comunitate

$$CAPEX_m = \frac{CAPEX}{m}$$

2. Ținând cont că energia generată local se distribuie în mod egal între membrii, putem să determinăm *venitul din energia generată per membru* (VE_m) astfel:

$$VE_m = \frac{ENR}{m}$$

Dacă ENR este calculat anual, acest rezultat arată ce economii generează proiectul pentru fiecare membru într-un an. Este un indicator al rentabilității economice directe pentru fiecare membru. Dacă ENR este pozitiv și comunitatea decide să redistribuie veniturile, acest indicator ar putea fi utilizat pentru a stabili valoarea redistribuirii. Dacă ENR este negativ (costuri mai mari decât veniturile), acest indicator poate arăta ce contribuție suplimentară ar fi necesară din partea fiecărui membru pentru a acoperi pierderile.

3. *Rentabilitatea participării fiecărui membru în comunitate* (ROI_m). Comparând venitul per membru cu investiția individuală inițială (CAPEX per membru), se poate analiza rentabilitatea participării fiecărui membru în comunitate.

$$ROI_m = \frac{VE_m}{CAPEX_m}$$

În cazul în care energia este alocată în cote egale, acest indicator va fi egal cu ROI pentru comunitate.

4. În cazul în care se distribuie în cote egale beneficiile comunității (*Value Share*), *beneficiul fiecărui membru* (VS_m) se determină astfel:

$$VS_m = \frac{VS_{EC}}{m}$$

Aceste beneficii se scad din valoarea plăților individuale ($Payment_m$) astfel încât facturile finale ale membrilor vor fi mai mici în cazul cheltuielilor sau mai mari în cazul în veniturilor.

5. *Gradul de economisire (Cost Saving)* reprezintă o metodă standard de a exprima economiile de costuri ca procent din cheltuiala inițială și este definit astfel:

$$CostSaving_m = \frac{InitialPayment_m - FinalPayment_m}{InitialPayment_m} \times 100$$

Unde:

$InitialPayment_m$ reprezintă costul inițial cu energia electrică, fără existența sau afilierea la comunitate:

$$InitialPayment_m = \sum_t C_m^t \times ToU^t + \beta_G$$

$FinalPayment_m$ reprezintă plata finală (cheltuială sau venit) din care se scad beneficiile obținute prin redistribuire:

$$FinalPayment_m = Payment_m - VS_m$$

Dacă indicatorul are o valoare pozitivă, membrul m a realizat economii. De exemplu, dacă $CostSaving_m=20\%$ înseamnă că membrul a economisit 20% din cheltuielile inițiale. Dacă indicatorul are valoare negativă, atunci costurile finale sunt mai mari decât cele inițiale, indicând o pierdere sau o creștere a cheltuielilor.

10) Analiza de risc

Analiza Monte Carlo este o metodă utilă pentru a evalua riscurile și incertitudinile asociate unui proiect. Pentru scenariile considerate, putem aplica această metodă pentru a modela variațiile și incertitudinile în indicatorii economici.

Etapele Analizei Monte Carlo

1. Identificarea variabilelor de intrare incerte:
 - Rata de generare anuală ($\pm 5\%$ variație).
 - Rata de actualizare ($\pm 2\%$ în jurul valorii centrale, de exemplu, $8\% \pm 2\%$).
 - Tarifele ToU și FiT ($\pm 10\%$ variație).
 - Costurile operaționale ($\pm 10\%$).
2. Definirea distribuțiilor probabile pentru fiecare variabilă:
 - Generare anuală - distribuție normală (media este generarea medie anuală).
 - Rata de actualizare - distribuție uniformă în intervalul specificat.
 - Tarife și costuri - distribuție normală sau uniformă.
3. Se calculează indicatorii economici NPV, IRR iterativ (de exemplu 10,000 simulări).

4. Analiza rezultatelor: obținem graficul de distribuție pentru NPV și IRR și identificăm probabilitatea de succes ($NPV > 0$).

11) Analize de sensibilitate

Simulăm indicatorii economici pentru diverse sisteme de tarify. Pentru fiecare scenariu sunt analizate următoarele variante:

- V1 – se consideră tarify fixe: $FiT=0,4$ lei/kWh și $ToU=1$ lei/kWh.
- V2 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 20%, respectiv $FiT=0.48$ lei/kWh și $ToU=1.2$ lei/kWh
- V3 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 50%%, respectiv $FiT=0.6$ lei/kWh și $ToU=1.5$ lei/kWh
- V4 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 100%%, respectiv $FiT=0.8$ lei/kWh și $ToU=2$ lei/kWh
- V5 – $FiT=0,5$ lei/kWh și sunt aplicate tarify diferențiate pentru ToU , astfel: 0,8 lei/kWh în orele de noapte între 1:00-6:00; 1,2 lei/kWh între 6:00-10:00 dimineața; 1 leu kWh între 10:00-16:00 și 1,5 lei/kWh seara, între 16:00-24:00.

XIII. References and bibliography

Lu, S. & Ren, J. 2023, 'A comprehensive review on energy poverty: definition, measurement, socioeconomic impact and its alleviation for carbon neutrality', *Environmental Development and Sustainability*, viewed 7 January 2025, <https://doi.org/10.1007/s10668-023-04143-7>.

Bouzarovski, S. 2014, 'Energy poverty in the European Union: Landscapes of vulnerability', *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 3, no. 3, pp. 276–289.

Bouzarovski, S. 2018, *Energy Poverty: (Dis) Assembling Europe's Infrastructural Divide*, Springer Nature.

Omic, E. 2019, *Energy Poverty in Europe: How Energy Efficiency and Renewables Can Help*, Council of Europe Development Bank (CEB).

Batool, K., Zhao, Z.Y., Sun, H. et al., 2023. Modeling the impact of energy poverty on income poverty, health poverty, educational poverty, and environmental poverty: a roadmap towards environmental sustainability. *Environmental Science and Pollution Research*, 30, pp.85276–85291. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-28238-w>

Maier, S. & Dreoni, I. 2024, Who is "energy poor" in the EU, European Commission, JRC138418.

European Parliament, 2021. Climate action in Romania: EU progress on climate action – How are the Member States doing? PE 696.185. Available at: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2021\)696185_EN](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2021)696185_EN) (Accessed: 3 January 2025).

European Commission, 2024. Romania: Final updated NECP 2021-2030 submitted. Available at: https://commission.europa.eu/publications/romania-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (Accessed: 3 January 2025).

Yue, Q., Zhang, M. & Song, Y., 2024. Impact of digital divide on energy poverty across the globe: The mediating role of income inequality. *Energy Policy*, 195(C).

Eurostat 2024, Living conditions in Europe - energy efficiency in households

Institutul Național de Statistică (INS) 2023, Rezultate definitive RPL 2021, Recensământul României, viewed 27 December 2024, <https://www.recensamantromania.ro/rezultate-rpl-2021/rezultate-definitive/>.

Ministry of Development, Public Works, and Administration (2021). Orașe mici în România - Raport sinteză. Available at: www.mdplp.ro (Accessed: 2 January 2025).

Centrul pentru studiul democrației (CSD) 2020, Sărăcia energetică crește odată cu criza COVID-19: Este timpul pentru dreptul la energie, viewed 27 December 2024, <https://democracycenter.ro/publicatii/saracia-energetica-creste-odata-cu-criza-covid-19-este-timpul-pentru-dreptul-la-energie/>.

Ministry of Development, Public Works, and Administration, 2021. Orașe mici în România: Raport sinteză. Available at: <http://www.mdlpa.ro> (Accessed: 6 January 2025).

Listafirme.ro (LF), 2023. Lista firmelor din România. Available at: <https://membri.listafirme.ro/pagini/p2.htm> (Accessed: 7 January 2025).

Murafa, C., Sinea, A., Jiglău, G. & Bădescu, G. 2017, Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil: Cât de departe suntem de Europa?, Centrul pentru studiul democrației (CSD).

National Institute of Statistics, 2022. Fondul de locuințe la 31 decembrie 2021. Available at: <https://www.insse.ro/cms/ro/content/fondul-de-locuinte> (Accessed: 6 January 2025).

National Institute of Statistics, 2022. Condițiile de viață ale populației din România în anul 2021. Institutul Național de Statistică. Available at: https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/conditiile_de_viata_ale_populatiei_din_romania_in_anul_2021.pdf (Accessed: 6 January 2025).

National Institute of Statistics, 2022. Hotărârea nr. 7 CCRPL2021: Metodologie de recenzare și prelucrare a datelor. Available at: https://www.recensamantromania.ro/wp-content/uploads/2022/05/anexa_Hotararea-nr-7_CCRPL2021_Metodologie-recenzare_prelucrare-date.pdf (Accessed 10 January 2025).

Sinea, A. & Jiglău, G. 2021, Sărăcia energetică în România și nevoia schimbării de paradigmă: De la consumatorul vulnerabil la cetățeni cu drept la energie, Centrul pentru studiul democrației (CSD).

Murafa, C., Sinea, A. & Jiglău, G. 2017, Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil: Evidențe din România și Europa (Policy Brief), Centrul pentru studiul democrației (CSD).

Enerdata (2023) Romania energy market. Available at: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/romania/> (Accessed: 10 January 2025).

Recorder (2023) Investiții. Available at: <https://recorder.ro/investitii/> (Accessed: 10 January 2025).

Vornicu-Chira, A., Sinea, A., Lese, M. & Jiglău, G. 2024, Identifying the vulnerabilities to the ETS 2 in Romania: Policy recommendations for the adoption of the National Social Climate Plans.

Carfora, A., Scandurra, G. & Thomas, A. 2022, 'Forecasting the COVID-19 effects on energy poverty across EU member states', Energy Policy, vol. 161, 112597.

Oliveras, L. et al. 2021, 'Energy poverty and health: Trends in the European Union before and during the economic crisis, 2007–2016', Health & Place, vol. 67, p. 102294.

Hanke, F., Guyet, R. & Feenstra, M. 2021, 'Do renewable energy communities deliver energy justice? Exploring insights from 71 European cases', Energy Research & Social Science, vol. 80, 102244.

Belaïd, F. 2022, 'Implications of poorly designed climate policy on energy poverty: Global reflections on the current surge in energy prices', *Energy Research & Social Science*, vol. 92, 102790.

Streimikiene, D., Kyriakopoulos, G.L., Lekavicius, V. & Siksnyte-Butkiene, I. 2021, 'Energy poverty and low carbon just energy transition: Comparative study in Lithuania and Greece', *Social Indicators Research*, vol. 158, no. 1, pp. 319–371.

Buteni Administration Interview. 2024, Interview about the Buteni commune, interviewed by I. Ciurea, 19 December, Bucharest.

Primăria Comunei Buteni (2021), *Strategia de Dezvoltare Locală 2021-2027*. Available at: <https://buteni.ro/wp-content/uploads/2021/08/Strategia-de-Dezvoltare-Locala%CC%86-Buteni-2021-2027-HCL.pdf> (Accessed: 14 January 2025).

Primăria Comunei Buteni (2021) *Statutul Comunei Buteni*. Available at: <https://buteni.ro/wp-content/uploads/2021/05/STATUTUL-COMUNEI-BUTENI.pdf> (Accessed: 14 January 2025).

Data.gov.ro n.d., Portalul Național de Date Deschise, viewed 2 January 2025, <https://data.gov.ro/>.

Energy Magazine (2024) *Povestea comunei Buteni care vrea să devină independentă energetic*. Available at: <https://energymagazine.ro/povestea-comunei-buteni-care-vrea-sa-devina-independenta-energetic/> (Accessed: 15 January 2025).

Greenpeace România (2024) *O comună din Arad vrea să devină independentă energetic*. Available at: <https://www.greenpeace.org/romania/articol/8557/o-comuna-din-arad-vrea-sa-devina-independenta-energetic/> (Accessed: 15 January 2025).

Murafa, C. and Adamescu, A. (2024) *Comunitățile de energie în România: De la aspirație la realitate. Resurse pentru cetățeni și autorități publice*. Available at: <https://www.interregeurope.eu/good-practices/renewable-energy-production-with-solar-panels-and-local-energy-community-in-buteni-romania> (Accessed: 15 January 2025).

Consiliul Județean Arad (2021) *Strategia de Dezvoltare a Județului Arad*. Available at: https://www.cjarad.ro/files-td/uploads-files-CINDY_-_Transparen%C8%9B%C4%83_decizional%C4%83-Strategii-DEZVOLTARE-Anexa%20Strategie%20Judet.pdf (Accessed: 8 February 2025).

World Bank. (2016). *The Atlas of Social Protection: Indicators of Resilience and Equity (ASPIRE)*. Available at: <https://documents1.worldbank.org/curated/es/857001468293738087/pdf/882420WP0P1430085232B000UO0900Atlas.pdf> (Accessed 8 February 2025).

González-Eguino, M. (2015). Energy poverty: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 377–385. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.013>

Halkos, G. E., & Gkampoura, E.-C. (2021). Evaluating the effect of economic crisis on energy poverty in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 110981. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110981>

InvestEnergy.ro. (2024, November). Raport ANRE în România: erau 194.903 prosumatori cu o putere electrică instalată de 2.33696 MW la finele lunii noiembrie 2024; trendul ascendent se menține. Retrieved from <https://www.investenergy.ro/raport-anre-in-romania-erau-194-903-prosumatori-cu-o-putere-electrica-instalata-de-2-33696-mw-la-finele-lunii-noiembrie-2024-trendul-ascendent-se-mentine/>