

Petru TODOS, Ion SOBOR, Dumitru UNGUREANU,
Andrei CHICIUC, Mihai PLEȘCA

ENERGIE REGENERABILĂ

Studiu de fezabilitate

Chișinău 2002

CZU 620.91:662.997
E54

Această lucrare a fost elaborată și editată în cadrul proiectului PNUD Moldova MOL 97/G31/ "Schimbarea climei: Promovarea acivităților prioritare (Faza II)" implementat de Ministerul Ecologiei, Construcțiilor și Dezvoltării Teritoriului și susținut financiar de GEF (Fondul Global de Mediu)

Redactor științific:

Valentin Arion profesor universitar, Universitatea Tehnică a Moldovei.

Grupul de coordonare:

Nicolae Stratan	coordonator național al proiectului, Ministerul Ecologiei Construcțiilor și Dezvoltării Teritoriului
Margareta Petrușevschi	coordonator de programe, PNUD Moldova
Vasile Scorpan	manager de proiect, proiectul PNUD/GEF "Schimbarea climei"
Andrei Perciun	asistent administrativ, proiectul PNUD/GEF "Schimbarea climei"
Marius Țaranu	expert, proiectul PNUD/GEF "Schimbarea climei"

Materialele publicate reflectă punctul de vedere exclusiv al autorilor.
Reproducerea materialelor este permisă doar cu indicarea obligatorie a sursei.

Ministerul Ecologiei, Construcțiilor
și Dezvoltării Teritoriului

PNUD Moldova

Adresa: MD 2005, Chișinău,
str. Cosmonauților 9,
tel: (3732) 228608, (3732) 220748
fax: (3732) 220748,
e-mail: egreta@mediu.moldova.md
web: <http://www.moldova.md>

Adresa: MD 2012, Chișinău,
str. 31 August 1989, 131,
tel: (3732) 220045
fax: (3732) 220041
e-mail: registry.md@undp.org
web: <http://www.un.md>

Descrierea CIP a Camerei Naționale a Cărții

Energie regenerabilă: Studiu de fezabilitate / Petru Todos, Ion Sobor, Dumitru Ungureanu,... ; red. șt. Valentin Arion. – Ch.: Min. Ecologiei, Construcțiilor și Dezvoltării Teritoriului; PNUD Moldova, 2002 (Tipogr. "Reclama"). – 158 p.
ISBN 9975-9581-3-3
500 ex.
CZU 620.91:662.997

© Ministerul Ecologiei, Construcțiilor și Dezvoltării Teritoriului
© PNUD Moldova

ISBN 997-9581-3-3

CUPRINS

INTRODUCERE	7
1. ENERGETICA: PROBLEME AMBIENTALE ȘI SOCIALE	9
1.1. Energetica mondială – aspecte strategice și tehnologice	9
1.1.1. Sursele de energie și caracteristica lor comparativă	9
1.1.2. Consumul și producerea de energie	12
1.1.3. Impactul ambiental al energiei bazate pe consumul de combustibili fosili	15
1.1.4. Avantajele de mediu ale energiei bazate pe SER	19
Bibliografie	21
2. ENERGETICA REPUBLICII MOLDOVA. SITUAȚIA ACTUALĂ ȘI STRATEGIILE DE DEZVOLTARE	23
2.1. Caracteristica generală a sistemului energetic al Republicii Moldova ...	23
2.2. Strategia energetică a Republicii Moldova corelată cu problema protecției mediului	25
Bibliografie	27
3. EVALUAREA NECESITĂȚILOR TEHNOLOGICE, ECONOMICE ȘI DE MEDIU PRIVIND IMPLEMENTAREA ÎN REPUBLICA MOLDOVA A SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ (eoliană, solară și a biomasei)	29
3.1. Studiu de fezabilitate privind implementarea în Republica Moldova a energiei eoliene	29
3.1.1. Aspecte metodologice de evaluare	29
3.1.1.1. <i>Modele și programe de evaluare</i>	29
3.1.1.2. <i>Metode de prelucrare a datelor privind înregistrările periodice ale vitezei și direcției vântului</i>	30
3.1.2. Aprecierea potențialului energetic eolian	34
3.1.2.1. <i>Scurt istoric privind utilizarea energiei vântului în</i>	34
3.1.2.2. <i>Cadastrul energetic eolian</i>	35
3.1.3. Aspecte tehnologice privind implementarea energiei eoliene	39
3.1.3.1. <i>Aspecte generale</i>	39
3.1.3.2. <i>Instalații și centrale autonome</i>	40
3.1.3.3. <i>Centrale aerogeneratoare conectate la rețeaua publică</i>	42
3.1.3.4. <i>Agregatele eoliene pentru pompaj</i>	44
3.1.3.5. <i>Firme producătoare și costuri</i>	44
3.1.3.6. <i>Criterii privind selectarea amplasamentelor</i>	46
3.1.3.7. <i>Amplasamentele de perspectivă în Republica Moldova</i>	47
3.1.4. Aprecierea costurilor și beneficiilor economice și sociale ca rezultat al implementării surselor de energie eoliană	48
3.1.4.1. <i>Analiza comparativă a aerogeneratoarelor de producție europeană</i>	48
3.1.4.2. <i>Indicatorii economici ai proiectelor de investiții în construcția centralelor eoliene</i>	51
3.1.4.3. <i>Investițiile capitale în construcția centralei eoliene</i>	55
3.1.4.4. <i>Estimarea cheltuielilor curente</i>	57

3.1.4.5. Evaluarea eficienței economice a centralelor eoliene în condițiile Republicii Moldova	58
3.1.5. Evaluarea beneficiilor de mediu în urma implementării energiei eoliene ..	61
3.1.5.1. Aspecte generale	61
3.1.5.2. Beneficiul de mediu	61
3.1.5.3. Efecte sociale	63
3.1.5.4. Riscuri	64
3.2. Studiu de fezabilitate privind implementarea energiei solare în Republica Moldova	66
3.2.1. Aspecte tehnologice cu privire la conversiunea energiei solare	66
3.2.1.1. Tipurile de conversiune a energiei solare în energie secundară	66
3.2.1.2. Conversiunea termică a energiei solare	66
3.2.1.3. Conversiunea electrică a energiei solare	69
3.2.1.4. Tehnologiile prioritare de conversiune a energiei solare pentru Republica Moldova	69
3.2.1.5. Statutul actual și perspectivele de utilizare a tehnologiilor de conversiune a energiei solare la nivel european și mondial	71
3.2.1.6. Utilizarea energiei solare în Republica Moldova	74
3.2.2. Estimarea potențialului disponibil de energie solară	76
3.2.2.1. Aspecte metodologice de evaluare	76
3.2.2.2. Baze de date cu privire la radiația solară	77
3.2.2.3. Caracteristica generală a radiației solare pe teritoriul Republicii Moldova	77
3.2.2.4. Energia disponibilă pentru instalațiile de încălzire a apei	78
3.2.2.5. Energia disponibilă pentru instalațiile de uscare a fructelor, legumelor și plantelor medicinale	80
3.2.2.6. Energia disponibilă pentru instalațiile fotovoltaice de pompare	81
3.2.3. Evaluarea cererii de energie solară termică și fotovoltaică	82
3.2.3.1. Metodica evaluării cererii de energie pentru încălzirea apei în sectorul rural ...	82
3.2.3.2. Caracteristicile specifice pentru județele studiate	84
3.2.3.3. Estimarea suprafeței totale a captatoarelor solare pentru încălzirea apei în sectorul rural	86
3.2.3.4. Evaluarea cererii de energie termică pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale	86
3.2.3.5. Identificarea consumatorilor și estimarea cererii de energie electrică de proveniență fotovoltaică	88
3.2.4. Aprecierea costurilor și beneficiilor economice în urma implementării energiei solare	90
3.2.4.1. Analiza cost – beneficiu a instalațiilor solare pentru încălzirea apei	90
3.2.4.2. Analiza cost – beneficiu a instalațiilor solare pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale	93
3.2.4.3. Analiza costurilor instalațiilor de pompare pentru mica irigare	94
3.2.4.4. Indicii economici ai instalației PV pentru alimentare cu energie electrică a unei stații antigrindină	99
3.2.5. Evaluarea beneficiilor de mediu în urma implementării energiei solare ..	100
3.2.5.1. Aspecte generale	100
3.2.5.2. Evaluarea potențialului de substituie a combustibililor fosili și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră	101
3.3. Studiu de fezabilitate privind implementarea în Republica Moldova a energiei biomasei	104
3.3.1. Emisiile de metan: surse de poluare a atmosferei	104

3.3.2. Aprecierea potențialului energetic al biomasei	107
3.3.2.1. Clasificarea reziduurilor organice pretabile la degradare anaerobă	109
3.3.2.2. Reziduuri agricole	109
3.3.2.3. Apele uzate și nămolurile de la stațiile de epurare	117
3.3.2.4. Deșeuri solide menajere	123
3.3.3. Aspecte tehnologice ale implementării fermentării anaerobe a biomasei .	126
3.3.3.1. Sisteme și instalații de fermentare anaerobă	126
3.3.3.2. Evaluarea biogazului în calitate de combustibil și utilizarea lui	128
3.3.4. Efectele economice, sociale și ecologice ale fermentării anaerobe a reziduurilor organice	131
3.3.4.1. Evaluarea tehnico-economică a potențialului fermentării anaerobe a reziduurilor organice	131
3.3.4.2. Argumentarea necesității de a implementa tehnologii de fermentare anaerobă a biomasei în Republica Moldova	134
3.3.5. Evaluarea beneficiului de mediu și recomandări privind implementarea energiei biomasei în Republica Moldova	139
3.3.5.1. Aspecte generale	139
3.3.5.2. Evaluarea potențialului de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în urma utilizării energiei biomasei	140
Bibliografie	148
4. STRATEGII ȘI POLITICI DE ÎNCURAJARE A IMPLEMENTĂRII SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ ÎN REPUBLICA MOLDOVA	151
4.1. Experiența statelor-membre ale UE	151
4.2. Cadrul legislativ existent în Republica Moldova	153
4.3. Obstacole în calea utilizării SER	154
4.3.1. Aspecte instituționale	154
4.3.2. Aspectul educațional	155
4.3.3. Aspectul financiar	156
Bibliografie	156

INTRODUCERE

Secolul al XX-lea a marcat o succesiune de schimbări spectaculoase în toate domeniile. Progresul tehnologic al acestui secol, bazat pe mari descoperiri științifice în domeniile matematicii, fizicii, chimiei, biologiei și informaticii a declanșat un dinamism fără precedent în viața economică și socială, în evoluția societății.

Ritmul respectivei dezvoltări economice a fost determinat în mare măsură de extinderea utilizării energiei combustibililor fosili (petrol, gaze, cărbune). Astăzi, putem constata că aceste fantastice progrese au fost, în egală măsură, și generatoare de grave probleme inexistente, până în epoca modernă, în istoria omenirii. Civilizația a intrat în conflict direct cu mediul ambiant, cu suportul natural al propriei existențe și al vieții pe pământ, nu numai prin epuizarea resurselor naturale de energie, dar, în principal, prin deteriorarea calității factorilor de mediu – apa, aerul, solul.

Accelerarea dezvoltării contemporane a amplificat presiunea asupra naturii față de care rămânem dependenți. Noi forme ale dezechilibrelor ambientale – reducerea stratului de ozon al stratosferei și încălzirea atmosferei – au început să altereze simțitor ecosistemele, sănătatea populației etc.

În asemenea situație-limită e necesar de a întreprinde acțiuni urgente și radicale pentru a evita o eventuală criză ecologică și a asigura pentru viitoarele generații un mediu de dezvoltare durabil. În procesul de rezolvare a acestor probleme se vor implica toate țările lumii, indiferent de dimensiunile teritoriale sau de potențialul economic al acestora. Fiind o casă a tuturor popoarelor lumii, Terra trebuie amenajată și păzită cu eforturi comune.

În lucrare se face o încercare de a argumenta posibilitățile de utilizare a trei tipuri de resurse energetice regenerabile în condițiile climaterice și economice ale R. Moldova și, implicit, de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, rezultate la producerea de energie electrică și termică, propunându-se soluții judicioase pentru alte probleme ce țin de asigurarea securității energetice a țării.

1. ENERGETICA: PROBLEME AMBIENTALE ȘI SOCIALE

1.1. Energetica mondială – aspecte strategice și tehnologice

1.1.1. Sursele de energie și caracteristica lor comparativă

La etapa actuală omenirea beneficiază, în fond, de trei categorii de surse de energie, bazate respectiv pe:

- arderea combustibililor fosili (cărbune, petrol, gaze);
- fisiunea nucleară;
- captarea și conversiunea energetică regenerabilă (energia solară, energia vântului, energia potențială a apelor, energia geotermală etc.).

Aceste trei categorii de surse se deosebesc considerabil: prin capacitatea lor de a produce energie în condițiile și în perioadele de timp solicitate; după prețul energiei produse; după gravitatea impactului asupra mediului ambiant.

a) **Combustibilii fosili** pe parcursul ultimelor două secole au servit drept bază a energiei moderne, constituind suportul energetic al industrializării și al progresului tehnico-științific înregistrat în perioada menționată. Astăzi cca 90% din cererea globală de energie e satisfăcută prin utilizarea combustibililor fosili.

Valoarea calorică mare, posibilitatea stocării în cantitățile necesare pentru utilizare la locul și în timpul preconizat constituie avantajele de bază care au determinat folosirea atât de masivă a acestui tip de combustibil.

Însă, numeroasele dezavantaje caracteristice pentru aceste resurse energetice, printre care două, cu cele mai grave consecințe:

- volumul limitat al rezervelor explorabile de combustibili fosili;
- impactul puternic asupra mediului ambiant, trecut sub tăcere într-un trecut nu prea îndepărtat,

pun sub semnul întrebării însăși posibilitatea existenței într-un viitor apropiat a energiei bazate pe arderea combustibililor fosili.

Zăcămintele de petrol, gaze naturale și cărbune, într-adevăr sunt limitate și, într-o perioadă scurtă, acestea pot fi epuizate (tab. 1.1). Chiar și la o rată constantă a consumului, egală cu cea actuală, rezervele globale de petrol se vor epuiza în 40-50 ani; gazele naturale vor putea acoperi necesitățile energiei

Tabelul 1.1. Rezervele globale de resurse energetice (anul 1999).

Tipul de resurse	Rezerve naturale*, Gtep	Producție mondială	Rezerve, ani
Petrol	140,4	3,45	40,6
Gaz natural	134	2,1	66
Cărbune****	984211	2,1	157
Uraniu **	40->2000	0,35	60->2500***

* economic explorabile;

** în funcție de tehnologia utilizată;

*** pornind de la un consum de 0,65 Gtep;

**** milioane tone.

Sursa: [7]

globale pe o perioadă la fel de scurtă (60-70 ani). Rezervele de cărbune sunt ceva mai mari, însă este greu să ne imaginăm o energetică modernă bazată pe cărbune cu toate problemele legate de extragerea, transportarea și folosirea acestuia sau un transport al secolului XXI ce folosește drept combustibil cărbunele.

A doua cauză care va determina apusul energiei, bazate pe utilizarea combustibililor fosili cu mult înainte de epuizarea rezervelor de aceste resurse este impactul asupra mediului. Procesul de ardere a cărbunelui, petrolului și a gazelor naturale este însoțit de emisii considerabile de bioxid de carbon (CO_2), bioxid de sulf (SO_2), oxizi de azot (NO_x), alte gaze și particule solide poluante (tab. 1.2). La combustia unui kg de cărbune, de exemplu, se emană 1,2-2 kg de CO_2 .

Anume energetica, cu un consum enorm de combustibili fosili, este responsabilă de schimbarea echilibrului de bioxid de carbon în atmosferă, gaz cu cel mai pronunțat efect de seră. În plus, bioxidul de sulf și oxizii de azot cauzează ploile acide, cu o influență distrugătoare asupra pădurilor și agriculturii.

Tabelul 1.2. Emisiile specifice de gaze și substanțe poluante rezultate la arderea combustibililor fosili [4].

Poluant	g/kWh
CO_2	480-965
SO_2	0,35-16
NO_x	0,9-5,3
Zgură	55
Praf	0,1

b) Energia nucleară

Era energiei nucleare începe în anii '70 ai secolului XX, cunoaște o dezvoltare spectaculoasă și mult promițătoare în anii '80, cucerind, la sfârșitul anilor '90, electroenergetica celor mai dezvoltate țări europene, a Statelor Unite ale Americii și Canadei (tab. 1.3).

Catastrofa de la Centrala nucleară de la Cernobîl (1986) a pus sub un mare semn de întrebare viitorul energiei bazate pe fisiunea nucleară. Riscul unor eventuale explozii amplificat de extinderea terorismului internațional, problema colectării, depozitării și prelucrării deșeurilor radioactive, provenite de la centralele nucleare, problema conservării centralelor după expirarea termenului

Tabelul 1.3. Producerea energiei electrice la centralele nucleare în țările-membre ale UE [7]

Țara	Nr. de unități în exploatare la 01.01.2000	Producție în 1999	
		TWh	% din total
Belgia	7	46,7	57,7
Finlanda	4	22,1	33,1
Franța	58	375,0	75,0
Germania	20	160,8	31,2
Olanda	1	3,6	4,3
Spania	9	36,5	29,9
Suedia	11	70,2	46,7
Marea Britanie	35	87,7	26,0
UE-15	145	822,6	34,6

lui de exploatare au determinat țările mari ale lumii să stopeze programele nucleare și să se dezică de construcția de noi grupuri nucleare electrice [7].

Funcționarea centralelor nucleare nu este însoțită de emisii de gaze nocive, iar rezervele de materie primă nucleară sunt suficiente pentru multe secole înainte (tab. 1.1).

Pe termen lung, energetica nucleară are șanse de a-și restabili poziția sa deloc neglijabilă, îndeosebi în producerea energiei electrice, dar aceasta se va întâmpla doar după elaborarea unor tehnologii noi, capabile să asigure atât funcționarea sigură a centralelor, cât și prelucrarea deșeurilor radioactive.

c) **Sursele de energie regenerabilă (SER)** mai importante sunt:

- energia vântului (eoliană);
- energia soarelui;
- energia hidroelectrică a râurilor;
- energia fluxurilor-refluxurilor și a valurilor mării;
- energia geotermală;
- energia biomasei.

Criteriile principale care determină perspectivele exploatarei SER sunt:

- răspândirea destul de uniformă pe întregul glob și accesul la utilizarea lor al majorității țărilor lumii;
- aflarea SER în apropiere de locul de consum și, ca urmare, lipsa necesității de a transporta energia la distanțe mari; accesul populației atât la producerea, cât și la folosirea energiei;
- majoritatea SER sunt nonpoluante.

Aceste avantaje importante au determinat țările industrializate, dar și multe state în curs de dezvoltare, să edifice treptat un sistem energetic nou, care să ia în calcul și SER netradiționale. Dezavantajele care au reținut un timp îndelungat implementarea pe scară largă a SER sunt:

- energia SER este dispersată, ceea ce determină costuri mari ale instalațiilor de producere a energiei finale, destinate pentru consum;
- neuniformitate de distribuție în timp;
- lipsa posibilităților de stocare, de formare a rezervelor.

Datorită progreselor fantastice din ultimele două decenii, tehnologiile și instalațiile de producere a energiei electrice și termice din SER pot concura, din punct de vedere economic, cu cele tradiționale.

Este incontestabil faptul că, pe viitor, SER vor fi o parte componentă importantă a sistemelor energetice.

Printre sursele de energii regenerabile un loc deosebit îl ocupă hidroenergetica. În prezent, resursele hidroenergetice asigură cca 3% din cererea totală de energie, având cotă de 20% din energia electrică produsă pe plan mondial.

Se prevede ca în preajma anului 2020 sursele regenerabile de energie să acopere de la 3-4% (varianta “pesimistă”) până la 8-12% (varianta “optimistă”) din consumul mondial de energie [8].

În secolul al XXI-lea energetica mondială va cunoaște o creștere importantă a ponderii energiilor regenerabile, odată cu scăderea considerabilă a ponderii energiei obținute prin arderea combustibilului fosil.

1.1.2. Consumul și producerea de energie

Actualul consum mondial de energie constituie cca 9400 Mtep (megatone echivalent petrol). Pe parcursul ultimelor două decenii consumul de energie s-a majorat aproximativ de 1,35 ori și, conform aprecierilor [4, 6, 7, 8, 13], va continua să crească (tab. 1.4). Această creștere va fi destul de lentă în țările industrializate (cca 1% pe an) și mult mai intensă în statele mari în curs de dezvoltare (cca 4,5% pe an). Respectivul țări urmează întru totul calea industrializării parcursă de statele dezvoltate, punând accentul pe “forțarea energetică”. Astfel către anul 2050 se așteaptă o dublare a consumului mondial de energie (în raport cu anul 1990), în paralel cu creșterea populației și a volumului global al produsului intern brut (PIB). Trebuie menționat faptul că consumul pe cap de locuitor la scară mondială va rămâne o perioadă îndelungată la nivelul anului 1990 (tab. 1.4). Se va modifica foarte puțin și diferența extrem de mare dintre consumul per capita, în țările bogate și în cele mai sărace [3].

Cota-parte a combustibililor fosili în consumul global de energie constituie cca 84,6%. Estimările pe termen lung [7, 8, 13] demonstrează că și în următorii 20

Tabelul 1.4. Demografia, economia și energetica globală

Indici demografici și economici	1980	1990	2000	2010	2020
Populația (pop), mln.	4314	5249	6150	7027	7893
PIB, mlrd. \$SUA*	20221	27383	35138	50187	69945
PIB/pop, mii \$ SUA per capita*	4,69	5,2	5,7	7,1	8,9
Consum energie (CE), mln. tep	6787	8184	9263	10951	12611
CE/Pop, tep/cap	1,573	1,603	1,535	1,565	1,601

*evaluat la nivelul anului 1990

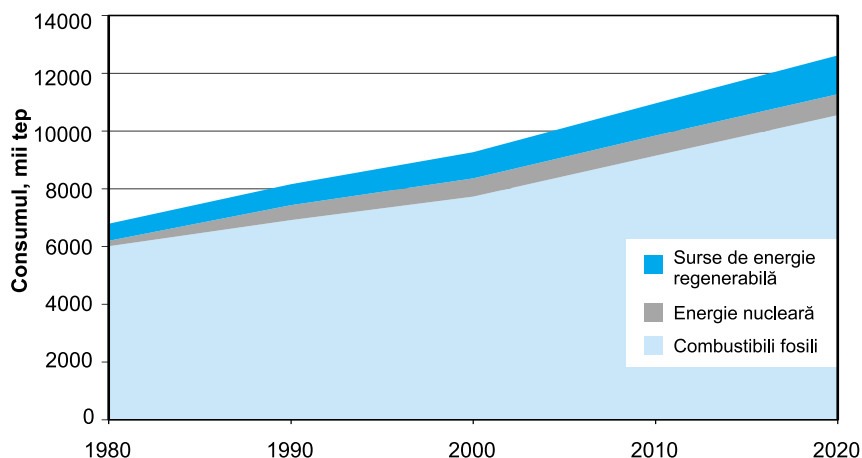


Figura 1.1. Consumul global de energie până în anul 2020 (Mtep). Sursa [8].

de ani combustibilii fosili vor rămâne sursa principală a energiei mondiale (fig. 1.1). Cota-parte a energiei nucleare va scădea lent de la 6,7% în 2000 până la 5,5% în 2020, iar cota-parte a surselor regenerabile va crește până la 10,5% în anul 2020.

Va suferi modificări esențiale corelația dintre consumul de petrol, gaze naturale și cărbune (fig. 1.2). Se presupune o reducere a consumului de petrol până la 36,2% din consumul total către anul 2020; cota-parte a combustibililor fosili solizi (cărbune, lignit), către această dată, nu va depăși 28,7%. Aceste reduceri se vor compensa datorită creșterii consumului de gaze naturale (de la 24,4% în 1990 până la 35,1% în 2020).

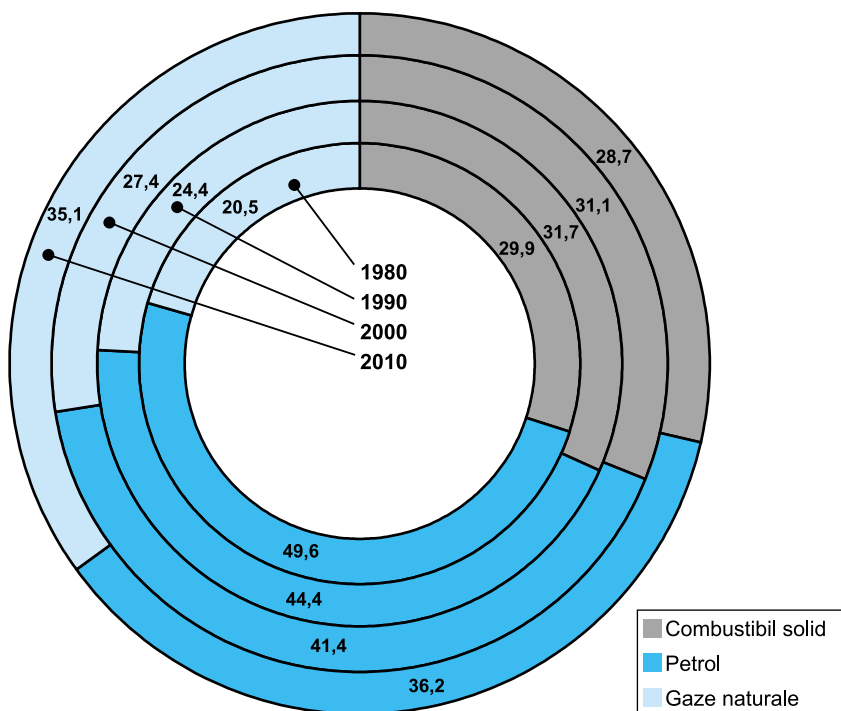


Figura 1.2. Structura consumului de combustibili fosili (%) pe tipuri.

Repartizarea consumului de energie pe grupuri caracteristice de țări (OECD, fosta Uniune Sovietică, Asia) este prezentată în figura 1.3.

Cu toate că sunt descoperite în permanență depozite naturale de combustibili fosili, pericolul epuizării acestora rămâne actual (tab. 1.1).

Calitatea resurselor disponibile se depreciază pe an ce trece, crește costul pentru obținerea și transportul acestora. Tot mai grav devine impactul asupra mediului legat de producerea și folosirea acestor combustibili. Zăcămintele de combustibili fosili sunt răspândite foarte neuniform pe glob. Din tabelul 1.5 se poate observa că mai mult de o treime din rezervele de petrol și gaze naturale sunt concentrate în Orientul Mijlociu, zonă cu o populație de câteva procente din

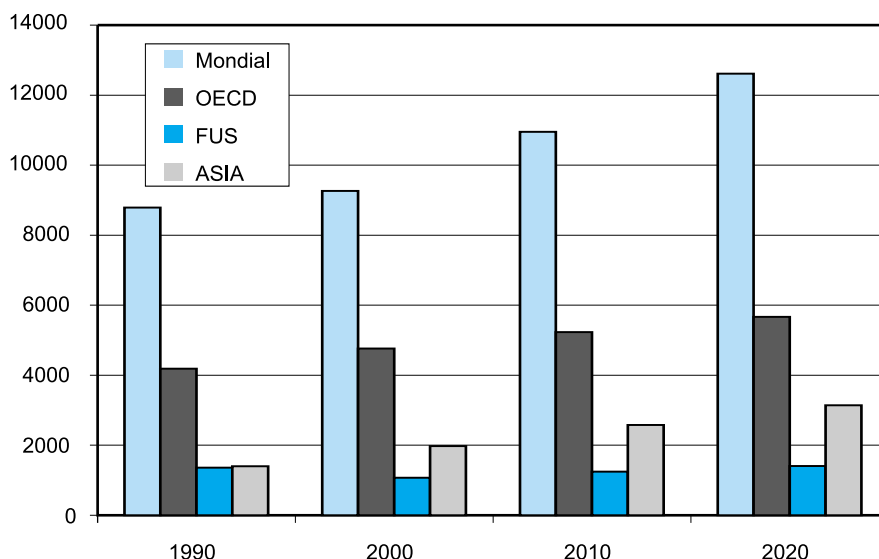


Figura 1.3. Consumul de energie repartizată pe grupuri de țări.

populația globului. Marile țări ale lumii (China, India) cu o populație de peste 2 miliarde dispun de doar 2,8% din rezervele totale de petrol, 1,3% de gaze naturale și de modeste rezerve de cărbune (fig. 1.4).

Există o mare disproporție între producerea de energie și consumul acesteia. Țările Orientului Mijlociu și Rusia posedă peste 70% din rezervele mondiale de petrol și gaze naturale, iar consumul lor propriu constituie nu mai mult de 15%. Țările OECD acoperă mai mult de 60% din consumul propriu de energie primară din import.

Țările-membre ale UE dispun de aproximativ 2% din resursele globale de combustibili fosili (petrol și gaze naturale sub Marea de Nord). Se consideră că peste 50 de ani aceste rezerve vor fi epuizate [6, 7]. Zăcămintele de uraniu disponibile sunt de asemenea destul de limitate.

Producerea de energie primară în UE a constituit, în anul 1998, cca 753 Mtep, ceea ce constituie 52,5% din consum. Diferența de 670 Mtep a fost acoperită din import: petrolul se importă preponderent din țările OPEC (51%), iar gazele naturale – din fosta Uniune Sovietică (41%), Norvegia (21%) și Algeria (25%).

Dependența pieței de energie a UE de importul de gaze și petrol în viitoarele decenii se va acutiza și mai mult.

Tabelul 1.5. Resursele energetice pe grupuri de țări în raport cu rezervele globale (%)

Combustibil	UE	FUS	OM	China	India	Aus.	AN	Jap.	ACS	Africa
Petrol	2	6,3	65,4	2,3	0,5	0,3	8	0	8,6	7,2
Gaz natural	3,5	38,7	33,8	0,9	0,4	0,9	5	0	4,3	7,7
Cărbune	12,4	23,4	0	1,6	7,6	9,2	26,1	0,1	2,2	6,2
Uraniu	3	29	N/A	N/A	2	20	18	1	7	17

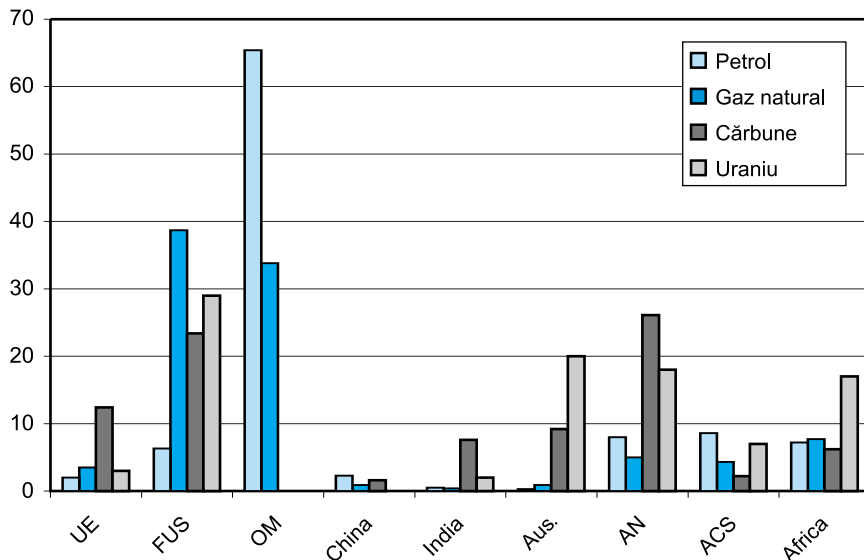


Figura 1.4. Resursele energetice pe grupuri de țări în raport cu rezervele globale (%)

UE – Uniunea Europeană, FUS – fosta URSS, OM – Orientul Mijlociu, Aus. – Australia, AN – America de Nord, ACS – America Centrală și de Sud.

Confruntările permanente între consumatorii și producătorii de energie primară, începând cu criza petrolului din 1973, au fost cauza mai multor perturbări economice la scară mondială. Actualmente, securitatea aprovizionării cu energie s-a transformat într-o problemă strategică de stat a țărilor industrializate.

1.1.3. Impactul ambiental al energiei bazate pe consumul de combustibili fosili

Existența unei corelații strânse între procesul de producere și utilizare a energiei și efectul de poluare a mediului, care rezultă din acest proces, era bine cunoscută înainte de apariția fenomenului schimbarea climei. Nu există proces de producere de energie din combustibili organici fără influență asupra mediului.

La folosirea combustibililor fosili fie în motoare cu ardere internă, fie în turbine cu reacție sau cazane, în procesul de producere a energiei termice și electrice în mediul ambiant sunt emise, în cantități considerabile, gaze poluante (CO_2 , CO , SO_2 , NO_x) și particule solide.

Cantitatea de emisii depinde de tipul combustibilului, tehnologia utilizată, randamentul instalațiilor și de modalitățile de protecție a mediului. Cu titlu de exemplu, în tabelul 1.6 sunt prezentate date referitoare la emisiile de gaze și substanțe poluante specifice pentru centralele electrice care funcționează pe cărbuni în 3 țări din UE [4].

În tabelul 1.7 pot fi găsite date importante pentru compararea emisiilor specifice de bioxid de carbon, gaz cu cel mai mare efect de seră, la producerea unui kWh energie electrică la centrale cu diferite cicluri de producere.

Bioxidul de sulf și oxizii de azot cauzează precipitații acide cu un impact deose-

Tabelul 1.6. Emisii specifice instalațiilor energetice pe combustibili fosili, în trei state-membre ale UE

Tipul de emisii	Olanda (g/kWh)	Marea Britanie (g/kWh)	Danemarca (g/kWh)	Media (g/kWh)
CO ₂	272	936÷1079	850	964
SO ₂	0,32	14,1÷16,4	2,9	0,38÷16,4
NO _x	0,89	2,5–5,3	2,6	0,89÷5,3
Zgură și cenușă	nu	nu	55	55
Praf	nu	nu	0,1	0,1

bit de periculos asupra sănătății oamenilor, asupra pădurilor, culturilor agricole și, îndeosebi, asupra ecosistemelor (terestre și marine).

Pierderile de pe urma ploilor acide se estimează la 6000 euro pe tonă de emisii de SO₂ sau NO_x [4]. În acest caz, nu este vorba de un impact local, întrucât gazele și substanțele solide poluante sunt împrăștiate la sute de kilometri de la locul de emisie a acestora. Zgura și praful, împreună cu alți poluanți, formează așa-numitul smog fotochimic.

Dacă emisiile de SO₂, NO_x, de praf și zgură pot fi reduse substanțial, folosind diferite tehnologii de prelucrare a combustibilului și de curățare a gazelor de horn, a micșora emisiile specifice de CO₂ la producerea de energie din combustibili organici este imposibil. De notat că CO₂ este un produs inevitabil la arderea substanțelor organice.

Bioxidul de carbon este gazul cu cel mai pronunțat efect de seră. Stratul de CO₂ din atmosferă joacă rolul unui filtru unidirecțional pentru razele solare și cele reflectate sau iradiate de suprafața Terrei. Razele solare (cu lungime de undă mică) trec liber prin atmosferă, pe când razele emise de suprafața încălzită a Terrei (raze infraroșii cu lungimea de undă mare) sunt respinse (reflectate) de către stratul de CO₂ din atmosferă. Astfel, grosso modo, poate fi descris efectul de seră al stratului de CO₂. Sporirea procentului de CO₂ în atmosferă dereglează echilibrul termic al Terrei. Modificările de doar ordinul zecimilor de grad ale temperaturii medii globale sunt suficiente pentru schimbări imprevizibile ale climei.

Industrializarea și transportul bazate pe un consum intens de energie, odată cu “saltul demografic”, au condus în ultimii 100 de ani la majorarea colosală a emisiilor antropogene de CO₂ și această tendință continuă să se amplifice. Astfel, combustia produselor petroliere, a cărbunelui și gazului natural generează anual emisii de cca 6 miliarde tone de CO₂ în atmosferă. Concentrația bioxidului de carbon în atmosferă s-a majorat cu 30% la sută față de perioada preindustrială. Dacă rata emisiilor actuale s-ar menține și pe parcursul secolului XXI, concentrația de CO₂ în atmosferă s-ar dubla, atingând un nivel inadmisibil.

Tabelul 1.7. Emisii CO₂ la utilizarea diferitelor tehnologii de producere a energiei electrice, g/kWh

Tehnologie	Emisii de CO ₂
Arderea cărbunelui	954
AFBC	963
IGCC	751
Arderea petrolului	726
Arderea gazelor naturale	484
OTEC	304

De fapt, au și început să se facă observate schimbările condițiilor meteorologice care confirmă modificarea globală a climei: topirea intensă a ghețarilor, inundații nemaivăzute, tornade, cicloane, secete și temperaturi maxime în Europa și în alte zone ale globului. În asemenea situație sunt necesare acțiuni urgente pentru a stopa acest declin ecologic care poate duce, într-o perioadă istorică scurtă, la schimbări catastrofice și ireversibile.

Problema limitării emisiilor de CO₂ în atmosferă și măsurile concrete privind reducerea acestora au fost formulate în Protocolul de la Kyoto.

În 1990 75% din emisiile de CO₂ provenite în urma producerii de energie reveneau țărilor industrializate (tab. 1.8). Statele Unite ale Americii generează aproximativ o pătrime (22%) din volumul global de emisii, adică, aproximativ 5 tone anual per capita. Cota emisiilor de CO₂ în țările UE este de asemenea destul de ridicată (tab. 1.8).

Tabelul 1.8. Emisii globale de CO₂ (Mt), pe care le generează energetica

Țări și grupuri de state	1980	1990	2000	2010	2020	2020/1990, %
OECD	10424	10739	11833	12847	13811	1,29
inclusiv UE	3412	3248	3366	3555	3721	1,15
SUA	4987	5085	5601	6007	6378	1,25
Japonia	1004	1167	1324	1405	1453	1,25
SEEC	1174	1020	870	932	984	0,96
FUS	3303	3710	2827	3239	3614	0,97
America Latină	592	689	953	1251	1649	2,39
Africa	440	689	917	1294	1707	2,48
Asia						
inclusiv China	2425	4083	5773	7514	9064	2,22
Orientul Mijlociu	1488	2398	3218	4001	4644	1,93
	370,2	697,3	804,2	1087,9	1337	1,92
Total	18818	21716	24074	28258	32283	1,49
cota OECD	55,4%	49,5%	49,2%	45,5%	42,8%	

Energetica este, fără îndoială, sursa de bază a emisiilor de gaz cu efect de seră. Anume acestea au constituit cca 80 la sută din emisiile totale în țările UE în 1990 (an de referință). Emisiile sunt strâns legate de cantitatea consumului și de tipul de combustibili fosili utilizați (tab. 1.9).

Circa o treime din volumul de emisii de CO₂ în UE, de exemplu, provine de la producerea electricității și a energiei termice (încălzire și apa caldă). În 1990 sectorului transport îi reveneau mai mult de o pătrime din totalul de emisii în

Tabelul 1.9. Emisii de CO₂ în UE în anul 1990 (an de referință), în Mt

Sectoare	Tipul de combustibil			Total
	Combustibil solid	petrol	gaz natural	
Centrale termice	630	120	150	900
Industrie	190	140	180	510
Transport	0	840	0	840
Sectorul locativ	40	300	300	640
Alte sectoare	0	140	30	170
Total	860	1540	660	3060

UE și această cotă continuă să crească (tab. 1.10). Studiile ne demonstrează că în absența unor acțiuni politice eficiente, acest sector va determina cea mai mare creștere a emisiilor de CO₂ până în anul 2010.

Tabelul 1.10. Comunitatea Europeană – emisii de CO₂ (previziuni [8]) pe tipuri de combustibil și sectoare

Proveniența emisiilor de CO ₂	1992	2000	2010	2020	Acumulare 1992-2020
Pe tipuri de combustibil:					
1. combustibili solizi	993	922	824	775	24748
2. combustibili lichizi	1513	1565	161	1646	46107
3. gaze	630	812	1022	1187	26975
Pe sectoare:					
1. industrie	567	575	593	640	17287
2. locativ	658	617	644	1527	18734
3. transport	793	872	951	970	26297
4. încălzire	7	13	11	11	309
5. energetică	137	140	138	134	3999
6. generare de putere	973	1050	1119	1195	31263
Total emisii CO₂	3136	3299	3458	3608	97830

Statele-membre ale ONU au convenit în cadrul Protocolului de la Kyoto de a reduce cu 8% emisiile totale de CO₂ și de alte 5 gaze cu efect de seră până în anii 2008-2012, în raport cu nivelul anului de referință (1990).

Între țările-membre ale UE a fost stabilit un acord acceptat de Comisia Europeană (martie, 1997) privind reducerea emisiilor de CO₂ cu 15% pentru Comunitate. Acesta a fost inclus în documentul votat la Conferința ONU de la Kyoto. În respectivul document sunt stabilite cotele-program pentru fiecare dintre cele 15 țări-membre ale UE referitor la reducerea globală a emisiilor de CO₂.

Țărilor cu un nivel de dezvoltare mai redus (Portugalia, Grecia, Spania) li s-a permis o sporire considerabilă a consumului de energie. Prin urmare, în aceste state volumul de emisii de CO₂ va fi mai mare în comparație cu anul de referință, în timp ce statele cele mai dezvoltate (Luxemburg, Germania, Austria, Belgia, Olanda, Marea Britanie, Italia) și-au propus reduceri (până la 30%) a emisiilor de CO₂.

Fiecare din țările-membre ale UE și-au trasat acțiuni concrete în programele naționale [4], ținând cont de specificul propriului sistem energetic și de posibilitățile de care dispun, dintre care pot fi menționate următoarele trei, cele mai importante:

- acțiuni de modernizare a tehnologiilor de generare a energiei electrice și termice, inclusiv utilizarea mai largă a sistemelor de cogenerare;
- acțiuni de sporire a eficienței energetice, fapt ce permite diminuarea consumului și reducerea emisiilor la aceeași cantitate de producție finită;
- implementarea pe scară largă a surselor de energie (electrică și termică) regenerabilă, nepoluantă, care nu emană gaze cu efect de seră.

Ca o primă măsură de reducere a emisiilor de CO_2 este examinată trecerea treptată a centralelor electrice și termice de la consum de cărbune și produse petroliere la funcționare pe bază de gaz natural. La arderea gazului natural emisiile specifice de CO_2 sunt de două ori mai reduse în comparație cu cele derivate din arderea cărbunelui și de 1,5 în raport cu emisiile rezultate la combustia petrolului (tab 1.7). Totodată, se ia în considerație și costul mult mai redus al tehnologiilor energetice bazate pe gaze naturale.

Un efect de mare importanță în acest context îl vor avea măsurile privind sporirea eficienței economice a energiei în industrie, transport și sectorul locativ. Dar cea mai eficientă cale de reducere a emisiilor de CO_2 în energetică este utilizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și termice din resurse regenerabile. După cum se subliniază în *Raportul Consiliului Energetic* al Uniunii Europene, aceste instalații urmează a fi exploatate în contextul unei politici energetice unice, care integrează armonios aspectele ambientale și cele de dezvoltare durabilă.

1.1.4. Avantajele de mediu ale energiei bazate pe SER

Energetica bazată pe SER reprezintă calea cea mai ieftină și sigură de reducere a emisiilor de gaze poluante la producerea energiei electrice și termice.

De exemplu, o turbină eoliană cu o putere de 600 kW în condiții medii de vânt, care se caracterizează printr-un coeficient de utilizare a puterii instalate egal cu 0,3, ar putea contribui, pe parcursul duratei de viață de 20 de ani, la reducerea emisiilor de CO_2 cu 20-36 mii tone, produse în cazul unei centrale electrice pe petrol sau cărbune.

La producerea de energie electrică, mecanică sau termică din SER pot fi folosite următoarele tehnologii de conversiune:

Energia eoliană – energie electrică sau energie mecanică;

Energia solară – energie electrică sau energie termică;

Energia potențialului hidraulic al râurilor – energie electrică sau energie mecanică;

Energia geotermală – energie termică sau energie electrică;

Energia biomasei, inclusiv a deșeurilor organice – energie electrică sau energie termică.

La momentul actual, cele mai valorificate surse sunt: energia hidraulică a râurilor, energia eoliană, energia solară și cea de conversiune a biomasei. Caracteristică pentru toate tehnologiile enumerate este lipsa emisiilor de CO_2 . Doar la arderea biomasei se elimină o cantitate de CO_2 egală cu cea folosită de către plante la creștere, înregistrându-se astfel o balanță finală nulă a emisiilor de CO_2 .

Hidrocentralele produc astăzi cca 22% din volumul global de energie electrică. Deoarece resursele râurilor mari sunt aproape complet utilizate, nu se poate miza pe o majorare substanțială a puterii hidrocentralelor în raport cu cea actuală. Rezervele de energie geotermală sunt puțin exploatate deocamdată.

Cea mai mare perspectivă oferă tehnologiile (care sunt și cele mai bine puse la punct) de producere a energiei electrice din vânt (energia eoliană), precum și

instalațiile solare termice și fotovoltaice. Fiecare din aceste tehnologii și-au găsit nișa de dezvoltare, domeniul în care pot avea o înaltă eficiență, fiind în măsură să concureze cu tehnologiile tradiționale de obținere a energiei din combustibili fosili.

Energetica eoliană are o bună perspectivă la producerea de energie electrică pe scară largă. Aerogeneratoarele cu puterea de la 0,6 până la 3 MW asociate în grupuri mari (ferme eoliene) și conectate la rețeaua electrică publică, generează energie electrică în paralel cu centralele termoelectrice, hidraulice sau nucleare. Se presupune că energetica eoliană va prelua o bună parte din cota de energie electrică produsă astăzi la centralele nucleare și la cele bazate pe combustibili fosili.

Convertoarele fotovoltaice transformă energia solară direct în energie electrică. Cei mai indicați beneficiari, în acest caz, sunt consumatorii de energie electrică izolați, care nu au acces la rețeaua publică.

Captatoarele solare reprezintă cele mai moderne tehnologii de captare a energiei solare și de conversiune a acesteia în energie termică pentru încălzirea/răcirea caselor de locuit și obținerea apei calde pentru menaj.

Programele naționale prevăd o sporire intensă a cantității de energie produsă din SER și, conform unor pronosticuri optimiste, se consideră că peste o jumătate de secol până la 50% din întregul volum de energie electrică se va produce din vânt. O parte considerabilă a energiei termice pentru încălzirea spațiului locativ și a apei menajere se va obține de la captatoarele solare și din biomasă și deșeuri. Se mizează foarte mult și pe utilizarea largă, într-un viitor apropiat, a elementelor de combustie în bază de hidrogen, care poate fi obținut din gaze naturale sau din apă, folosind, de exemplu, energia electrică produsă la centralele eoliene.

Sursele de energie regenerabilă prezintă un avantaj extrem de important: cel de a nu polua atmosfera cu CO₂ și cu alte emisii antropice. În plus, ele sunt răspândite pe glob mult mai uniform decât resursele de combustibili fosili. Fiecare țară de pe mapamond dispune de anumite rezerve de energie solară, eoliană, geotermală, de biomasă sau de energie hidroelectrică.

Dezvoltarea energeticii bazate pe aceste resurse ar consolida securitatea energetică a multor state. Un nou sistem energetic mai puțin centralizat care ia în calcul și SER ar putea fi capabil să răspândească, pe o scară mai largă, serviciile bazate pe energie, contribuind la dezvoltarea regiunilor mai sărace și la crearea unor noi locuri de muncă în zonele rurale.

Deoarece instalațiile de producere a energiei din SER sunt mici, în raport cu centralele actuale, asemenea instalații ar putea suscita interesul populației.

Atât prioritățile privind protecția mediului ambiant, cât și avantajele în sectorul social oferite de energetica bazată pe SER deschid noi perspective pentru aceste modalități de producere a energiei.

Conceperea unui nou sistem energetic, adecvat secolului al XXI-lea, ar putea contribui la restabilirea unui echilibru – din păcate, neglijat – dintre energie, bunăstarea omului și mediu. Nu se cuvine ca energia să fie tratată ca o marfă ce trebuie consumată indiferent de consecințe. Firește, energia trebuie valorificată în slujba omului, însă pe niște căi care nu contravin relațiilor dintre societate și mediu. Doar astfel vom fi în măsură să prevenim catastrofele ecologice care ar putea provoca apusul unor civilizații ce n-au știut a pune preț pe zestrea lăsată de natură.

BIBLIOGRAFIE

1. *State of the World 1999*. A World Institute Report on Progress Toward a Sustainable Society. Lester R. Broun – project director, 1999.
2. *State of the World 2000*. A Worldwatch Institute on Report on Progress Toward a Sustainable Society. Lester R. Broun – project director, 2000.
3. Christopher Flavin, Nicholas Lenssen, *Valul Energetic, Ghid pentru iminenta revoluție energetică. Probleme globale ale omenirii*, Editura Tehnică, București.
4. *Wind Energy – the Facts*, European Commission, EWEA, 1999.
5. *The Shored Analysis Project Economic Foundations for Energy Policy*, vol. nr. 2.
6. *Livre vert – Vers une stratégie européenne de sécurité d’approvisionnement énergétique*. Commission Européenne.
7. *Livre vert sur la sécurité de l’approvisionnement en énergie*. Document technique, Commission Européenne.
8. Direction general for Energy (DG XVII). *Energy in Europe. European Energy to 2020. A scenario approach. Special ISSUE – Spring 1996*.
9. Second Rapport au Conseil et au Parlement Européen sur les exigences d’harmonisation. Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité.
10. The Danish Wind Industry Association. *Annual Report*. www.windpower.dk/publ/annu9900.pdf
11. *The wind turbine market in Denmark by Soren Krohn*. www.windpower.dk/articles/vtmindk.html
12. *Danish wind Turbines: An Industrial Success Story* – by Soren Krohn. www.windpower.dk/articles/success.html
13. *The Shored Analysis Project Energy in Europe*. Foundation for Energy Policy Special Issue. European Commission, 1999.

2. ENERGETICA REPUBLICII MOLDOVA. SITUAȚIA ACTUALĂ ȘI STRATEGIILE DE DEZVOLTARE

2.1. Caracteristica generală a sistemului energetic al Republicii Moldova

Republica Moldova traversează o îndelungată perioadă de tranziție la economia de piață. Către 1998, volumul produsului intern brut s-a diminuat până la nivelul de 35% în raport cu anul de referință (1990). În cea mai mare proporție a scăzut producția industrială, pe timpuri, industria fiind cel mai mare consumator de energie.

În consecință, odată cu declinul economic s-a micșorat simțitor și consumul de energie (tab. 2.1).

În anul 2000 consumul total de resurse energetice primare în Republica Moldova (partea dreaptă a Nistrului) a constituit 3,86 Mtcc sau 1,05 tone pe cap de locuitor.

Caracteristic pentru energetica Republicii Moldova este lipsa resurselor energetice proprii, cu excepția unor modeste resurse de biomasă și hidroenergetice valorificate la hidrocentralele de la Dubăsari și Costești. Cca 98% din consumul total de resurse energetice din țară este acoperit din import. Astfel, în Republica Moldova importul de gaze naturale și petrol din Rusia constituie 100%, importul de cărbune din Rusia și Ucraina – 100%, energia electrică fiind procurată preponderent din Ucraina și într-o cantitate mică din România. Toate căile de transportare a combustibilului gazos și lichid trec și ele printr-o singură țară (Ucraina); legăturile electroenergetice cu Vestul sunt foarte limitate (doar trei linii de 110 kV cu România).

Diminuarea dependenței energetice reprezintă o problemă-cheie în asigurarea energetică a statului. Există o soluție generală a acestei probleme – diversificarea surselor (țărilor și căilor) de import. Pe termen lung, o contribuție importantă în dezvoltarea siguranței energetice a Republicii Moldova ar putea fi adusă prin valorificarea resurselor energetice proprii și utilizarea pe larg a surselor de energie regenerabilă (eoliană, solară, biomasă) de care dispune țara.

Structura consumului pe tipuri de surse energetice în dinamică este prezentată în figura 2.1. Se poate observa o creștere considerabilă a ponderii gazelor naturale (mai mult de 55%), o reducere aproape totală a consumului de cărbune și o creștere cu aproximativ 10% a cotei consumului de energie electrică. Ponderea consumului de resurse energetice pe sectoare este redată în figura 2.2.

Tabelul 2.1. Consumul intern de resurse energetice în Republica Moldova

Tipul de resurse	Anii		
	1995	2000	2005 (pronostic)
Total resurse primare, în milioane t.c.c.	5,53	3,86	5,0
Inclusiv:			
Gaze naturale, milioane t.c.c.	2,97	1,22	3,06
Cărbune, milioane t.c.c.	0,67	0,16	0,44
Energie electrică, miliarde kWh	5,37	3,38	6,00

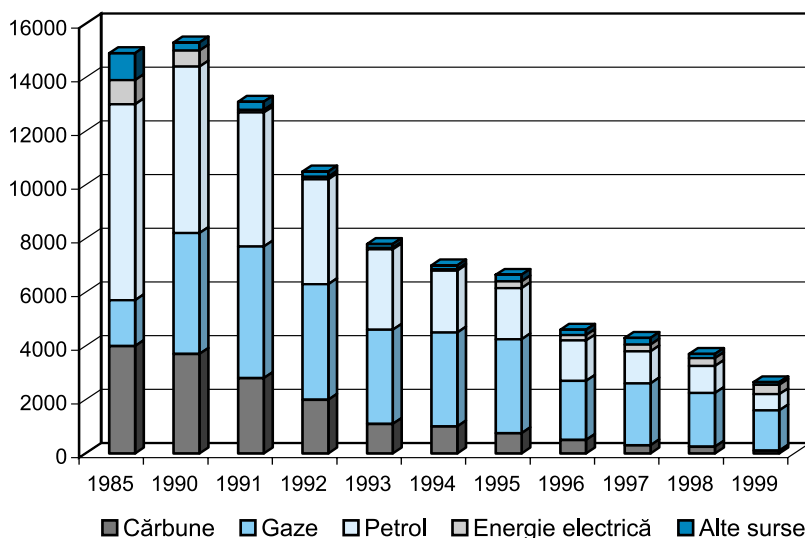


Figura 2.1. Evoluția consumului de resurse energetice în Republica Moldova.

Sursa: [1]

În perioada de după 1990 s-a redus considerabil cota consumului de resurse energetice în industrie, agricultură și transport, majorându-se cea din sectorul public. Dinamica acestui indicator este corelată cu ritmul diminuării volumului producției în țară. Intensitatea energetică a producției în Republica Moldova este de 3-4 ori mai mare decât în țările dezvoltate.

În țară există următoarele surse producătoare de energie electrică: (CET1 și CET2 Chișinău, CET Bălți și CTE Moldovenească din orașul Dnestrovsc) și două centrale hidroelectrice (Dubăsari și Costești). Capacitatea instalată a centralelor electrice din țară constituie cca 3000 MW, însă sunt utilizate doar cca 1600 MW. Capacitatea disponibilă a hidrocentralelor constituie 30 MW.

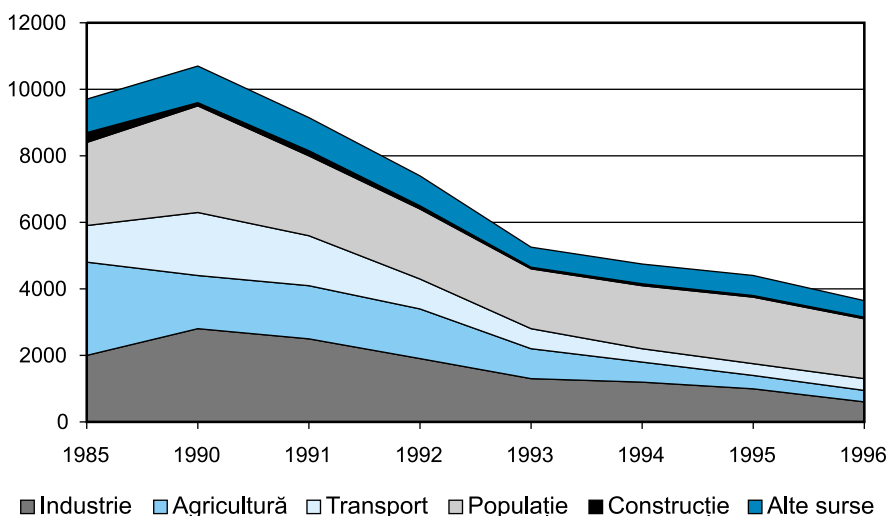


Figura 2.2. Ponderea consumului de resurse energetice în PIB.

Capacitățile de producere a energiei au o *repartizare teritorială neuniformă*, marea majoritate (mai mult de 80%) fiind concentrate în stânga Nistrului. De menționat că majoritatea capacităților de generare a energiei au un *grad avansat de uzură fizică*. Insuficiența capacităților generatoare din țară cauzează importul sporit de energie electrică – până la 30-40% din consumul total anual. Într-un termen scurt va trebui să fie modernizate capacitățile existente de generare a energiei, deci este imperioasă construcția noilor centrale, repartizate într-un mod optim pe teritoriul țării.

Gradul de electrificare centralizată a țării este de 100%. Numărul eventualilor consumatori neconectați la rețeaua publică este neînsemnat, fiind vorba doar de unele locuințe aflate în afara localităților rurale.

Capacitatea totală de producție a energiei termice este de cca 1300 Gcal/h. Municipiile Chișinău și Bălți dispun de sisteme centralizate de încălzire. În alte orașe sunt folosite cazangeriile de cartier, care în ultimii doi ani n-au funcționat din lipsă de combustibil. Sistemul național de gazificare cuprinde: cca 1700 km linii de înaltă presiune, peste 2000 km – linii de presiune medie și joasă și 165 stații de distribuție. Sunt gazificate doar 25% din numărul total al localităților republicii. Pe teritoriul Republicii Moldova trece gazoductul Rusia-Balcani. Sistemul de aprovizionare cu combustibili lichizi este în întregime privatizat și cuprinde o rețea largă de benzinării și depozite de produse petroliere. Este în fază de construcție terminalul de produse petroliere la sudul republicii, în localitatea Giurgiulești.

Până nu demult, segmentele principale ce privesc aprovizionarea și distribuirea în republică a gazelor naturale, a energiei electrice și termice, a combustibilului lichid și solid erau reprezentate de structuri de stat. Începând cu anul 1995, s-a procedat la demonopolizarea și privatizarea sectorului energetic. Din cele cinci întreprinderi de distribuție a energiei electrice trei sunt privatizate, celelalte două urmând să fie privatizate. În timpul apropiat, vor fi deestatizate și centralele termoelectrice. Sistemul de gazificare a fost reorganizat în întreprindere mixtă moldo-rusă. Întreprinderile de termoficare, de asemenea, au fost reorganizate și transmise în subordinea autorităților locale.

Cât privește suportul juridic pentru organizarea și funcționarea sectorului energetic, în ultimii ani, a fost elaborat și adoptat un set de legi și documente normative. Este vorba de legile “*Cu privire la energetică*”, “*Cu privire la energia electrică*”, “*Cu privire la gaze*”, “*Cu privire la concepția asupra privatizării întreprinderilor din sectorul electroenergetic*” și “*Cu privire la conservarea energiei*”.

2.2. Strategia energetică a Republicii Moldova corelată cu problema protecției mediului

Strategia de dezvoltare economică a Republicii Moldova (până în anul 2005) [6] prevede ca obiectiv principal crearea condițiilor necesare pentru o dezvoltare economică durabilă cu un ritm mediu anual de creștere a PIB-ului între 5% și 8%.

Reforma economică în sectorul energetic continuă să rămână o prioritate. Drept obiective strategice ale acestei reforme sunt nominalizate [7]:

- finalizarea procesului de restructurare și privatizare a sectorului energetic și formarea pieței energetice;
- asigurarea securității energetice a statului;
- protecția mediului înconjurător.

Obiectivele strategice se vor realiza prin: demonopolizarea complexului energetic; privatizarea preponderentă a acestuia și promovarea concurenței pe piața resurselor energetice și a energiei care va contribui la majorarea eficienței energetice; diminuarea costurilor; implementarea tehnologiilor energetice eficiente cu un impact minim asupra mediului; promovarea unei politici consecvente de conservare a energiei, inclusiv de utilizare a surselor regenerabile (energia solară, eoliană și biogazul); diversificarea căilor de import al resurselor energetice; renovarea și extinderea capacităților competitive proprii de producere a energiei electrice; consolidarea interconexiunilor energetice cu țările din Est și Vest; dezvoltarea gazoductelor și finalizarea construcției Terminalului petrolier Giurgiulești; dezvoltarea cadrului legislativ și normativ în domeniul energetic; alinierea la standardele și normele europene de protecție a mediului.

Strategia energetică a Republicii Moldova [7] conține cifre concrete privind dezvoltarea sectorului energetic pe un termen de 10 ani (2000-2010) în context cu obiectivele strategice de relansare a economiei naționale. În tabelul 2.2 sunt prezentați indicatorii energoeconomi ai energiei pentru perioada vizată, inclusiv referitor la consumul de resurse energetice.

În următorii 10 ani se așteaptă o majorare de 1,55 ori a consumului de gaze naturale, o creștere cu 24,5% a consumului de produse petroliere și mai mult decât o dublare (2,25 ori) a consumului de energie electrică în raport cu anul 2000.

Datele privind emisiile de gaze cu efect de seră ce rezultă la producerea și utilizarea resurselor energetice primare și finite pentru perioada 1990-2010, preluate din [8], sunt prezentate în tabelul 2.3. În raport cu anul de referință (1990), volumul emisiilor pe cap de locuitor s-a redus proporțional cu consumul de resurse energetice și a constituit, în anul 2000, 29% față de 1999.

Tabelul 2.2. Principalii indicatori energoeconomi ai Republicii Moldova până în anul 2010 [7]

Indicatori energoeconomi	1998	1999	2000	2005	2010
PIB, mlrd. lei	12,16	11,70	11,66	15,52	19,00
Populația, mln. locuitori	3,648	3,650	3,650	3,650	3,650
Intensitatea energetică, tcc/1000 lei	0,36	0,36	0,36	0,32	0,31
Consum de resurse energetice primare, total, mln. tcc, inclusiv:	4,35	4,2	4,2	5,0	6,0
1. Gaze naturale, mln. tcc.	2,4	2,4	2,4	3,06	3,72
2. Cărbune, mln. tcc.	0,4	0,4	0,4	0,44	0,49
3. Produse petroliere, mln. tcc.	1,16	1,14	1,14	1,23	1,42
4. Consum energie electrică, mlrd. kWh	4,4	3,5	3,5	6,0	8,3
5. Consum resurse energetice primare pe cap de locuitor, tcc/cap loc.	1,19	1,15	1,15	1,37	1,64
6. Consum energie electrică pe cap de locuitor, kWh/cap loc.	1206	959	959	1644	2274
Notă. Indicii energoeconomi sunt prezentați fără considerarea regiunii transnistrene.					

Tabelul 2.3. Emisii reale și prognoza emisiilor de GES direct pentru sectorul energetic, Gg CO₂ echivalent / an

Anul	Emisii reale	Anul	Emisii de GES, prognoză		
			bază	minim	maxim
1990	27150	2000	7750	7672	7669
1994	12203	2005	9071	8627	7594
1998	7545	2010	11134	9660	7794

Cât privește volumul emisiilor pronosticate pentru anul 2010, acesta poate fi calculat cu aproximație, în funcție de consumul de resurse energetice și emisiile de CO₂ specifice pentru diferite tipuri de combustibil. Conform acestor calcule, putem să ne așteptăm la un volum de la 8 până la 16,5 Mt de GES echivalent CO₂, sau 4,52 tone pe cap de locuitor. Consumul de energie electrică de 8,3 miliarde kWh, presupus pentru anul 2010, se va solda cu cca 4,01 Mt emisii de CO₂, sau 1,1 tone pe cap de locuitor. Aici nu s-a specificat dacă energia electrică este din import sau produsă în țară, deoarece poluanții sunt “apatrizi”: ei nu recunosc frontiere, atacând în egală măsură și țara în care sunt produși, și vecinii, chiar și pe cei mai îndepărtați.

Volumul emisiilor de CO₂ din sectorul energetic către 2010 nu va atinge cota anului 1990 (6,23 tone per capita), dar va fi suficient de mare, comparabil cu normele fixate pentru țările industrializate pentru aceeași perioadă.

Măsurile de protecție a mediului nominalizate mai sus, îndeosebi cele legate de ridicarea eficienței energetice și înlocuirea sistemelor clasice de generare a energiei din combustibili fosili cu altele, bazate pe folosirea surselor de energie regenerabilă, ar putea contribui în mod eficient la reducerea emisiilor de GES în sectorul energetic, care generează cca 70% din emisiile totale de GES din republică.

BIBLIOGRAFIE

1. Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă. Consiliul Economic superior de pe lângă președintele Republicii Moldova, Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare, Chișinău, 2000.
2. Legea Republicii Moldova cu privire la energetică, nr. 1525 – XIII din 19.02.98, Monitorul Oficial al R. Moldova, nr. 50-51/366 din 04.06.1998.
3. Legea Republicii Moldova cu privire la energia electrică, nr. 137-XIV din 17.09.98, Monitorul Oficial al Republicii Moldova, nr. 111-113/681 din 17.12.1998.
4. Legea Republicii Moldova cu privire la concepția asupra privatizării întreprinderilor din sectorul electroenergetic, nr. 63-XIV din 25.06.98, Monitorul Oficial al Republicii Moldova, nr. 77-78/523 din 20.08.1998.
5. Legea Republicii Moldova privind conservarea energiei, nr. 1136-XIV din 13.07.2000, Monitorul Oficial al Republicii Moldova, nr. 157-159/1183 din 12.12.2000.
6. Strategia de dezvoltare economică a Republicii Moldova pe termen mediu (până în anul 2005), proiect, Chișinău, 2000.
7. Hotărârea Guvernului Republicii Moldova cu privire la aprobarea Strategiei energetice a RM până în anul 2010, nr. 360 din 11.04.2000, Monitorul Oficial al Republicii Moldova, nr. 42-44/443 din 20.04.2000.
8. Prima Comunicare Națională a Republicii Moldova elaborată în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind Schimbarea Climei, Republica Moldova, Ministerul Mediului și Amenajării Teritoriului, Chișinău, 2000.

3. EVALUAREA NECESITĂȚILOR TEHNOLOGICE, ECONOMICE ȘI DE MEDIU PRIVIND IMPLEMENTAREA ÎN REPUBLICA MOLDOVA A SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ (eoliană, solară și a biomasei)

3.1. Studiu de fezabilitate privind implementarea în Republica Moldova a energiei eoliene

3.1.1. Aspecte metodologice de evaluare

Deseori, în diverse medii, se pune la îndoială existența, pe teritoriul Republicii Moldova, a potențialului energetic eolian favorabil și rentabil pentru valorificarea acestuia. Totodată, multiplele cercetări științifice efectuate în diferite perioade, precum și realizările obținute “pe teren” au demonstrat că pe teritoriul republicii există destule zone cu vânturi favorabile pentru funcționarea eficientă a instalațiilor eoliene. De aceea, pentru a argumenta eficiența sau ineficiența utilizării energiei eoliene, este suficient să cunoaștem valoarea medie anuală a energiei care poate fi produsă de o turbină eoliană în puncte concrete ale zonei examinate. Cu alte cuvinte, trebuie să cunoaștem **cadastrul energetic eolian** al teritoriului examinat.

Argumentarea unui proiect de implementare a obiectivelor energetice eoliene necesită în primul rând cunoașterea în detalii a parametrilor energetici ai vântului în zona viitoarelor amplasamente și – îndeosebi – distribuția probabilistică pe gradații de viteză a vântului, variația diurnă și sezonieră a vitezei, direcțiile preponderente și alți parametri.

Energia eoliană este proporțională cu cubul vitezei vântului în zona amplasării instalației eoliene. Pentru a obține date statistice de înaltă credibilitate, după cum ne demonstrează experiența liderilor în domeniul energiei eoliene, sunt necesare observațiile sistematice de lungă durată. Dar, în asemenea caz, apare o problemă complicată: datele ce rezultă din observațiile sistematice de lungă durată, efectuate de stațiile meteorologice din vecinătate nu pot fi extrapolate în mod automat asupra amplasamentului preconizat, întrucât măsurătorile parametrilor vântului, executate la stația meteo la o înălțime de 10-12 m, sunt influențate puternic de forma reliefului și rugozitatea teritoriului înconjurător.

Din aceste considerente, sunt necesare metode complexe, cu totul speciale, care ar lua în considerație influența ansamblului de factori climatologici și orografici la formarea vitezei vântului într-un punct geografic dat.

3.1.1.1. Modele și programe de evaluare

Pentru a evalua potențialul energetic eolian în prezent se utilizează două modele. *Modelul elaborat de țările UE* [1], cunoscut sub denumirea WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) – în baza căruia s-a examinat potențialul energetic eolian și a fost întocmit **Atlasul european al vântului** [2], se bazează

pe teoria curenților de aer. Respectivul model necesită enorme baze de date despre istoria vitezei vântului pe parcursul a minimum 10 ani (acestea pot fi obținute de la stațiile meteorologice) și date privind caracteristicile teritoriului în jurul stației meteo și a localității unde va fi amplasat agregatul eolian (aerogeneratorul). *Modelul american*, elaborat de NASA și Forțele Aeriene ale SUA, este bazat pe teoria dinamică a climei și necesită puține date, în schimb, e nevoie de o mare putere de calcul a calculatoarelor.

Înalta eficiență a programului WAsP a determinat mai multe state din Europa Centrală (Austria, Croația, Slovenia, Cehia și Slovacia) să-l utilizeze pentru întocmirea unui atlas eolian propriu [4] similar cu cel european. În acest scop, au fost efectuate cercetări importante în România și Ucraina – țări în care funcționează mai multe ferme eoliene cu puterea instalațiilor de 5 - 10 MW.

WAsP este un program computerizat pentru extrapolarea bidimensională a parametrilor mășurați ai vântului, luându-se în calcul descrierea teritoriului și a obstacolelor din imediata vecinătate a stației meteo. Acesta conține patru module, principale, de calcul:

❑ **Analiza datelor “brute” măsurate.** Respectiva opțiune permite analiza datelor statistice-meteorologice ale vântului, măsurate la stațiile meteorologice. Acest modul este realizat ca un instrument separat al WAsP-ului.

❑ **Elaborarea atlasului vântului.** Indicii vântului, analizați, sunt convertiți într-un set de date care constituie *atlasul vântului*. Setul de date din atlas sunt raportate la condițiile specifice ale amplasamentului stației meteorologice și, în același timp, sunt recalculat pentru condiții-standard (cinci înălțimi și patru clase de rugozitate).

❑ **Estimarea climatologică a vântului.** Utilizând datele din atlas, calculate cu ajutorul programului WAsP, putem estima valoarea vântului în orice amplasament îndepărtat, evidențiind posibilele amplasamente. Modulul permite estimarea valorii reale a vântului în amplasamentul interesat.

❑ **Estimarea potențialului energetic al vântului.** Cu ajutorul acestui modul este calculată valoarea potențialului energetic al vântului în funcție de valoarea sa medie anuală. Pe lângă evaluarea puterii energetice a vântului, WAsP-ul permite estimarea cantității de energie, ce ar putea fi obținută într-un an, de orice aerogenerator – ale cărui date tehnice trebuie să fie cunoscute în prealabil.

3.1.1.2. Metode de prelucrare a datelor privind înregistrările periodice ale vitezei și direcției vântului

Programul WAsP poate fi utilizat, la evaluările ulterioare, în două scopuri:

1. Analiza datelor primare ale vântului în vederea întocmirii *atlasului vântului* pentru fiecare stație meteorologică în parte.
2. Utilizarea atlasului vântului și a curbelor de putere ale aerogeneratoarelor în vederea evaluării potențialului eolian și energetic în orice punct învecinat stației (pe o rază de până la 50 km).

Programul WAsP este structurat, astfel încât membrii ierarhici (în primul rând, datele primare) conțin informații specifice: viteza și direcția vântului, orografia terenului, descrierea obstacolelor, modelul și parametrii generatorului eolian utilizat, precum și instrumentele de pronosticare a climei (vântului) și energiei ce ar putea fi obținută. Respectarea ierarhiei elementelor constitutive permite formarea unor legături logice între ei, legături ce vor descrie teritoriul studiat, adică terenul destinat modelării.

A) Datele meteorologice și descrierea stației. Descrierea stației meteo include: date despre latitudinea și longitudinea stației, înălțimea la care au fost efectuate măsurătorile. Datele meteorologice primare includ informații despre direcția și viteza medie a vântului, măsurate la fiecare trei ore pe o perioadă de circa 10 ani. În baza datelor primare programul WAsP va calcula roza vânturilor și parametrii distribuției Weibull a repetabilității vitezei vântului. În figura 3.1 este reprezentat un exemplu, calculat pentru o stație meteorologică situată în sudul republicii. Aceste date “brute” (neprelucrate) caracterizează numai punctul de observație – stația meteorologică. Aici și în cele ce urmează va fi utilizată baza de date a Serviciului Hidrometeo de Stat din Republica Moldova [5].

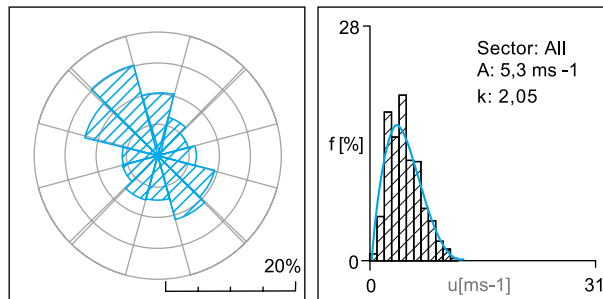


Figura 3.1. Roza vânturilor și distribuția Weibull a repetabilității vitezei vântului, pentru măsurători efectuate pe parcursul a 10 ani în sudul republicii.

Pentru a extrapola valorile climatologice ale vântului și a descrie mai exact stația cu împrejurimile sale, trebuie să se ia în calcul influența obstacolelor din apropiere, gradul de rugozitate, precum și orografia terenului din jurul punctului de observație. Abia după prelucrare aceste date pot fi utilizate în vederea estimării indicilor vântului în alte amplasamente din apropierea stației meteorologice.

În tabelul 3.1 sunt prezentate, pentru aceeași stație (figura 3.1), frecvența repetabilității, ponderea diferitelor viteze ale vântului, precum și coeficienții Weibull pentru cele 12 sectoare în parte a câte 30° fiecare.

Din acest tabel se poate observa că viteza preponderentă a vântului, măsurată la o înălțime de 10 m în perioada 1990-1999, a fost cuprinsă între 3-7 m/s – viteză la care majoritatea aerogeneratoarelor moderne pot funcționa. Însă, trebuie de menționat că rezultatele date au fost influențate (diminuate) de obstacolele și rugozitățile din perimetrul stației meteo. În calculele ulterioare, WAsP-ul va lua în considerație toate datele primare, modelând situația reală.

Precizăm că valabilitatea datelor statistice ale unei stații concrete depinde de veridicitatea datelor și de volumul informației disponibile.

B) Obstacolele. Se prezintă lista obstacolelor din vecinătatea stației meteo sau a generatorului eolian, care ar putea afecta caracteristicile vântului din această localitate. Drept obstacole sunt considerate clădirile, zidurile, pădurile, fâșiile de copaci sau tufișurile, fiecare în parte fiind caracterizat în listă cu un coefi-

Tabelul 3.1. Rezultatele analizei, conform WAsP, a măsurătorilor efectuate la stația meteorologică.

Sect., (°)	Frecv., %	Ponderea vitezelor vântului pe fiecare sector, în %													Coef. Weibull	
		<1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	A	k
0	9,66	1	5	18	16	23	13	12	5	4	2	1	0	0	5,1	2,16
30	6,51	1	6	16	16	21	13	11	7	5	2	1	1	0	5,3	1,98
60	4,39	2	4	13	14	22	11	14	6	7	3	2	1	1	5,5	2,07
90	5,68	1	5	12	11	19	15	14	8	6	4	3	1	1	6,0	2,25
120	9,17	1	2	10	11	18	14	16	10	8	5	3	1	1	6,4	2,55
150	10,28	1	3	10	11	19	13	15	11	9	4	3	1	0	6,4	2,61
180	6,70	1	7	17	14	20	12	15	6	5	2	1	0	0	5,2	2,30
210	7,02	1	9	24	20	22	11	6	3	2	1	1	0	0	4,4	2,16
240	6,26	1	10	25	20	21	10	7	2	2	1	1	0	0	4,3	2,17
270	6,21	1	10	29	18	17	9	8	4	2	1	1	0	0	4,4	1,91
300	12,46	1	6	23	16	18	12	11	5	5	2	1	0	0	5,1	1,95
330	15,67	1	4	17	16	20	13	12	7	5	2	2	1	0	5,4	2,07
Total	100	1	5	18	15	20	13	12	6	5	2	2	1	0	5,3	2,05

cient climatologic numit *porozitate*. Porozitatea descrie gradul de reținere a vântului de către obstacol și depinde de densitatea acestuia din urmă.

Ca regulă generală, porozitatea poate avea valoarea egală cu zero pentru clădiri și cu aproximativ 0,5 pentru copaci. Un rând de case similare, separate de o distanță egală cu o treime din lungimea unei case, va avea o porozitate de circa 0,33. Porozitatea copacilor se schimbă odată cu frunzișul, adică în funcție de anotimp. Asemeni gradului de rugozitate (descriș în continuare), porozitatea trebuie considerată un parametru climatologic sezonier.

Figura 3.2, de pildă, conține reprezentarea grafică a obstacolelor ce se află în vecinătatea unei stații meteorologice. Gradul de porozitate a obstacolului este reflectat prin intensitatea culorii simbolului respectiv.

Obstacolele atenuează întrucâtva viteza vântului, măsurată de anemometru la stația meteorologică. Gradul de influență (diminuare) exercitat asupra valorilor măsurate ale vântului depinde de:

- distanța de la obstacol până la amplasament;
- înălțimea obstacolului;
- înălțimea amplasamentului;
- lungimea obstacolului.

Importanța includerii obstacolelor în modelul de evaluare este ilustrată prin curbele prezentate în figura 3.3, care reflectă variațiile vitezei medii a vântului și a puterii disponibile în funcție de înălțimea aerogeneratorului – pentru același

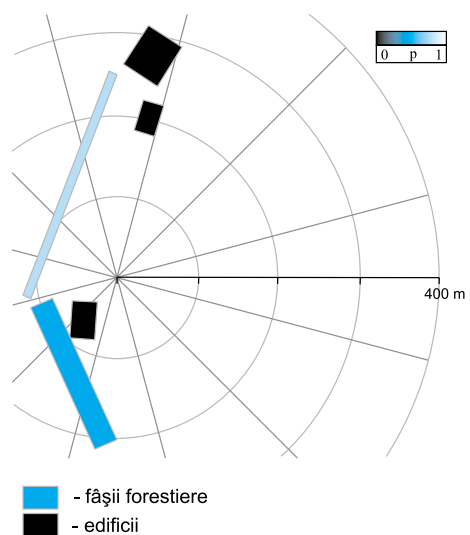


Figura 3.2. Reprezentarea grafică a obstacolelor din vecinătatea stației meteo.

amplasament – cu și fără obstacole. Se poate observa că pentru înălțimile uzuale de instalare a generatoarelor eoliene (60-70 m) diferența puterii specifice, care poate fi obținută la înlăturarea obstacolelor, este de cca 100 W/m^2 (10-15%).

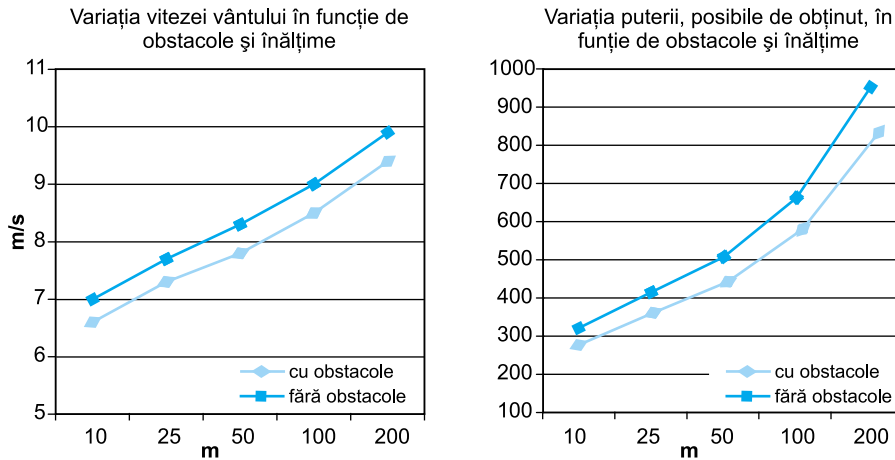


Figura 3.3. Influența obstacolelor în evaluările potențialului energetic eolian.

C) Rugozitățile. Rugozitatea unui teren este determinată de mărimea și distribuția elementelor acesteia. Elementul de rugozitate este caracterizat prin înălțimea și secțiunea sa transversală. În plus, pentru un număr de elemente distribuite uniform pe o arie, densitatea poate fi descrisă ca media ariei orizontale, disponibilă pentru element.

Caracteristica terenului este în general paramultifazată de o scară de măsură numită *coeficient de rugozitate* și se utilizează pentru descrierea tipului de relief din împrejurimile stației meteo sau ale aerogeneratorului. În atlasul vântului rugozitățile, în funcție de înălțime și de coeficientul de rugozitate, se clasifică în patru mari clase care cuprind o largă gamă de tipuri de suprafețe, începând cu suprafața maritimă (a bazinelor de apă sau a mării), pășuni, lanuri cu cereale și întinderi mari acoperite cu tufișuri, până la orașe sau păduri, care au cel mai înalt coeficient de rugozitate.

Menționăm că, în general, coeficientul de rugozitate aplicat în atlas este considerat drept un parametru climatologic, deoarece rugozitatea suprafeței se schimbă odată cu frunzișul, vegetația, căderea zăpezii etc.

Producția de energie a aerogeneratoarelor trebuie determinată în baza climatologiei, deoarece variațiile diurne și sezoniere în zona caracterizată pot, de asemenea, avea o pronunțată influență.

În comparație cu obstacolele, care de regulă se limitează pe o rază de 500 m, rugozitățile cuprind teritorii mult mai întinse, a căror rază poate ajunge până la 5.000-10.000 m.

D) Descrierea orografică a teritoriului (harta în formă digitală). Servește la reprezentarea reliefului terenului pe care sunt amplasate stația meteo și/sau generatorul eolian. WAsP-ul utilizează reprezentarea hărții în formă vectorială, în care înălțimile terenului sunt redată prin linii de contur, fiecare dintre acestea având parametri de identificare proprii.

3.1.2. Aprecieria potențialului energetic eolian

3.1.2.1. Scurt istoric privind utilizarea energiei vântului

Republica Moldova este situată geografic astfel încât teritoriul ei nu poate fi apreciat ca zonă cu vânturi favorabile pentru dezvoltarea energiei eoliene. Se cere o analiză mult mai profundă pentru a formula un răspuns bine argumentat la această întrebare.

Datele statistice ne mărturisesc că, până la utilizarea masivă a motoarelor cu aburi și a celor cu ardere internă, morile de vânt au avut o răspândire deosebită în fosta gubernie Basarabia, care cuprindea întregul teritoriu al actualei Republici Moldova, județele Hotin, Akkerman și Ismail. În anul 1901 erau înregistrate 6208 mori de vânt, distribuite pe județe astfel: Bălți – 299; Chișinău – 980; Tighina – 907; Soroca – 371; Orhei – 626; Akkerman – 1304; Ismail – 1393 etc. [6]

În 1923, Direcția generală a statisticii regionale din Chișinău evaluează într-o ediție oficială potențialul economic al satelor din Basarabia. Această publicație ne oferă date extrem de prețioase cu privire la folosirea morilor de vânt și repartitia teritorială a acestora. Astfel, s-a constatat că unele comune aveau peste 30 de mori de vânt. De exemplu, în zona centrală se evidențiază Costeștiul cu 23 mori, Lozova – 30, Bușeni – 16, Văzărești – 28, Trușeni – 23, Scoreni – 17 mori; în zona de sud: Talmaza – 15, Cubei – 31, Taraclia – 31, Traianul Nou – 34, Congaz – 30 și Isârlia – 20 de mori.

Majoritatea morilor, de tip piramidal, se înșiruiau în lanț pe coline sau pe vârfuri de deal, locuri care deseori purtau denumirea de “Dealul Morilor”. Multe dintre aceste mori au funcționat și în perioada interbelică.

Pe parcursul anilor '50 ai secolului trecut în republică au fost montate peste 350 de instalații eoliene mecanice, destinate exclusiv pentru pompaj în sistemele de aprovizionare cu apă și pentru prepararea nutrețurilor la fermele gospodăriilor agricole colective. Acestea erau aeromotoare cu multe pale cu puterea nominală de 6,2 cai-putere la viteza de calcul a vântului de 8 m/s. Ele au funcționat cu destulă eficiență pe parcursul a 7 – 10 ani, fiind înlocuite treptat, după 1960 – 1964, cu sisteme electrice mai comode și ieftine în exploatare. Electrificarea totală, care a avut loc în această perioadă, precum și prețurile foarte mici la energia electrică au scos din concurență energia eoliană.

Ținem să menționăm că aprecierile negative, apărute în literatura de specialitate, la începutul anilor '90 ai secolului trecut, privind perspectiva utilizării energiei eoliene în Republica Moldova au fost făcute pripit, fără o argumentare serioasă. La baza acestor afirmații au fost puse datele despre viteza medie anuală a vântului determinată pentru Stația meteorologică Chișinău care, având în preajma sa o multitudine de obstacole, nicidecum nu poate fi considerată drept stație de reper. Cercetările efectuate pe teren ne-au demonstrat că mai multe stații meteorologice din republică nu corespund condițiilor-standard în ceea ce privește măsurarea vitezei vântului.

În cele ce urmează, vom face o reevaluare argumentată a acestui domeniu, folosind noi date privind viteza vântului și cele mai recente metodologii de analiză, precum și caracteristicile tehnice ale agregatelor eoliene din ultima generație.

3.1.2.2. Cadastrul energetic eolian

A) Atlasul vântului. Scopul atlasului vântului este atât prezentarea datelor despre resursele energetice ale vântului într-o anumită zonă (stație meteorologică), cât și furnizarea metodologiilor pentru generalizarea datelor respective în regiunea înconjurătoare. El este destinat pentru estimarea potențialului energiei vântului și identificarea celor mai reușite locuri pentru amplasarea fermelor eoliene.

Atlasul vântului conține, ca informații primare, datele climaterice ale vântului (locale sau regionale) obținute prin măsurări la stațiile meteo sau la altele similare și adaptate pentru evaluarea lor cu ajutorul programului WasP.

În urma calculelor efectuate, se obține atlasul vântului (fig. 3.4), care conține vitezele medii ale vântului, puterile specifice pentru cinci înălțimi predefinite (10, 25, 50, 100 și 200) și pentru cele patru clase de rugozitate raportate la condițiile-standard. Pe lângă aceste date tabelare, se mai obține roza vânturilor și parametrii distribuției Weibull a frecvenței vitezei vântului, ambele fiind recalculate în raport cu datele meteorologice primare (fig. 3.1). Trebuie de menționat că fiecare atlas descrie condițiile eoliene și energetice care se referă la un anumit punct – la stația unde s-au efectuat măsurătorile. În baza acestor date, prin extrapolare, se vor calcula aceleași caracteristici pentru oricare amplasament dorit din vecinătate, în raza de până la 50 km.

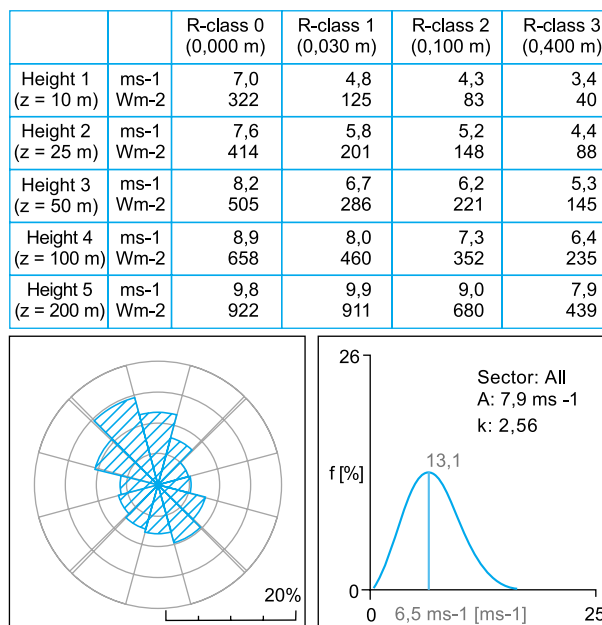
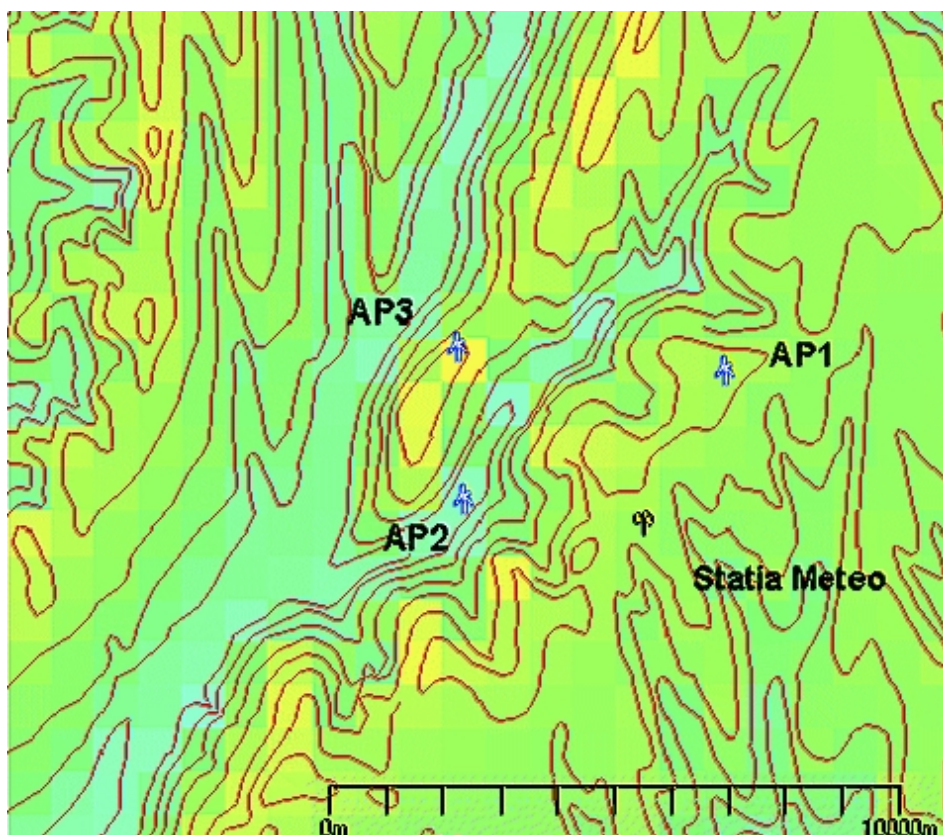


Figura 3.4. Atlasul vântului.

B) Harta resurselor eoliene. Hărțile resurselor eoliene redau variația resurselor energetice-eoliene deasupra unor arii extinse și relativ omogene. Această hartă cuprinde valorile climatologice și energetice finale ale vântului pentru orice suprafață terestră, datele din atlas fiind extrapolate și ajustate la orografia terenului analizat. În plus, harta resurselor eoliene mai poate furniza date (hărți) privind orografia terenului, coeficienții Weibull, puterea disponibilă și energia ce ar putea fi obținută.

Harta din figura 3.5 descrie resursele eoliene din împrejurimile unei stații meteorologice. Pentru analiza potențialului eolian a fost ales un teritoriu reprezentativ din sudul republicii (cu altitudinea maximă de 200 m). În tabelul alăturat sunt indicate puterile specifice disponibile (W/m^2) calculate pentru înălțimi-standard.






	10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2
	5,35	171,3	6,18	246,1	7,02	330,5	8,20	503,3	10,01	941,0
	4,92	131,1	5,84	205,7	6,72	287,1	7,94	454,6	9,83	887,3
	3,99	72,0	5,00	130,3	5,94	198,9	7,21	341,1	9,17	720,5

Figura 3.5. Harta potențialului eolian pentru un teritoriu reprezentativ din sudul Republicii Moldova.

O hartă a resurselor eoliene, similară celei din figura 3.5, poate fi întocmită pentru oricare teritoriu. Cu un grad de precizie mai mic (deoarece nu la toate stațiile meteorologice au fost efectuate măsurătorile legate de rugozități și obstacole) a fost elaborată *harta potențialului energetic eolian al Republicii Moldova* (fig. 3.6) la înălțimea de 70 m de la sol. Chiar dacă unele date (măsurători ale Serviciului Hidrometeo) au fost extrapolate la rugozitățile și obstacolele medii de la stațiile cunoscute, harta reprezentată în figura 3.6 poate servi drept reper pentru evidențierea și aprecierea viitoarelor amplasamente, iar prin măsurătorile ce vor urma potențialul eolian va putea fi determinat cu un înalt grad de precizie în orice punct dorit.

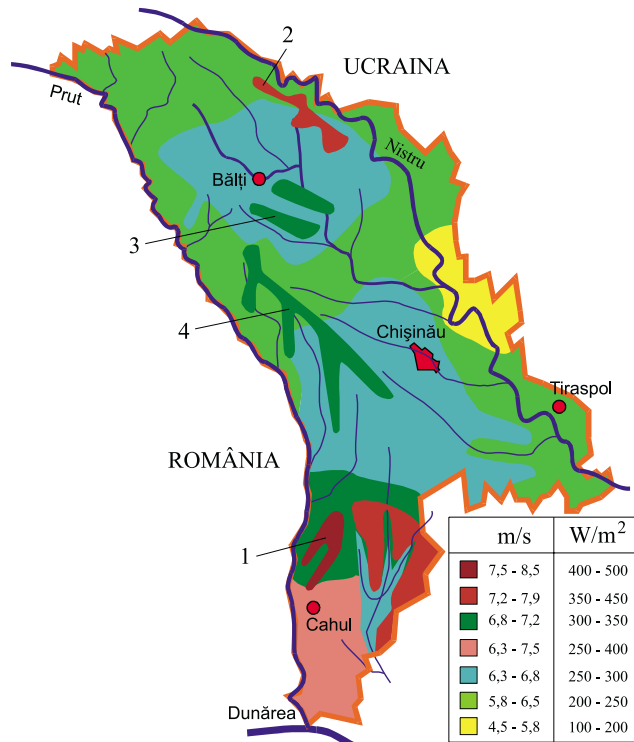


Figura 3.6. Harta potențialului energetic eolian al Republicii Moldova, la înălțimea de 70 m.

C) Evaluări energetice. Evaluarea regională a resurselor energetice ale vântului înseamnă estimarea potențialului energetic al unui număr mare de turbine de vânt existente într-o regiune oarecare, în asemenea caz, fiind nevoie de calculatoare performante. Respectivul investigații pot fi efectuate la diverse niveluri de complexitate. La modul ideal, o evaluare ar trebui să fie bazată pe descrierea detaliată a amplasamentului, efectuându-se un număr mare de investigații specifice pe teren.

Energia electrică produsă de un aerogenerator este proporțională cu cubul vitezei vântului care acționează în direcție perpendiculară pe suprafața baleiată de rotorul turbinei eoliene. Această modalitate de utilizare a vitezei vântului în funcție de înălțimea turnului servește ca referință pentru aprecierea curbei de putere a aerogeneratorului.

Curbele de putere sunt utilizate pentru descrierea aerogeneratoarelor eoliene, conținând informații privind conversiunea energiei vântului în putere electrică. În figura 3.7, de exemplu, este prezentată o astfel de curbă de putere pentru generatorul DeWind D4 cu diametrul rotorului de 48 m și capacitatea instalată de 600 kW – unul dintre cele mai performante aerogeneratoare în condițiile de vânt ale Republicii Moldova.

Cunoscând harta resurselor eoliene, putem determina cu ușurință amplasamentele potențiale, cele mai reușite terenuri pentru instalarea aerogeneratoarelor. Odată decizi și în privința tipului generatorului eolian ce va fi utilizat, putem estima viteza medie a vântului, puterea și energia electrică anuală care poate fi obținută într-o localitate anumită.

Fiecare *amplasament* conține coordonatele geografice, înălțimea de amplasare, instrumentul de prognoză a climei și curba de putere a generatorului eolian utilizat.

Pentru evaluările ulterioare au fost alese trei amplasamente prezentate în figura 3.5 și notate cu AP1, AP2, AP3, unde

AP1 – amplasament cu potențial eolian mediu;

AP2 – amplasament cu potențial redus;

AP3 – amplasament cu potențial înalt.

Calcululele au fost efectuate folosind caracteristicile energetice ale aerogeneratorului DeWind D4/48 600 kW, amplasat la altitudinea de 70 m. În tabelul 3.2 sunt prezentate rezultatele evaluărilor efectuate pentru cele trei amplasamente.

Tabelul 3.2. Evaluările pentru trei amplasamente cu aerogeneratoare de tip DeWind D4.

Amplasamentele	Viteza m/s	Puterea W/m ²	Energia MWh/an	Coeficienții Weibull	
				A	K
AP1	7,31	362,04	2062,10	8,2	2,66
AP2	6,55	261,07	1608,14	7,4	2,65
AP3	7,60	409,01	2226,44	8,6	2,63

Se știe că majoritatea firmelor producătoare de aerogeneratoare, printre care și DeWind, admit modificarea înălțimii turnului aerogeneratoarelor într-un interval mai larg decât cel prestabilit. De exemplu, pentru aerogeneratorul analizat – DeWind D4/48 600 kW – valorile-limită ale înălțimilor constituie 50-100 m. Drept exemplu concludent, în figura 3.8 este prezentată dependența energiei electrice produse într-un an de aerogeneratorul DeWind D4 de înălțimea turnului, pentru amplasamentele AP1, AP2 și AP3.

Diferența dintre energia obținută în cazul turnului de 50 m și al celui de 38

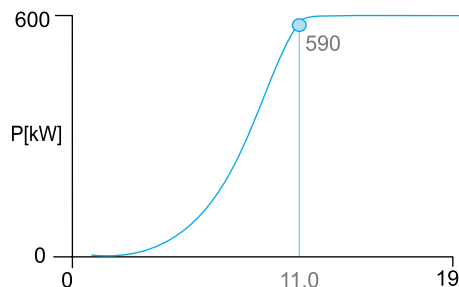


Figura 3.7. Curba de putere a generatorului eolian DeWind D4.

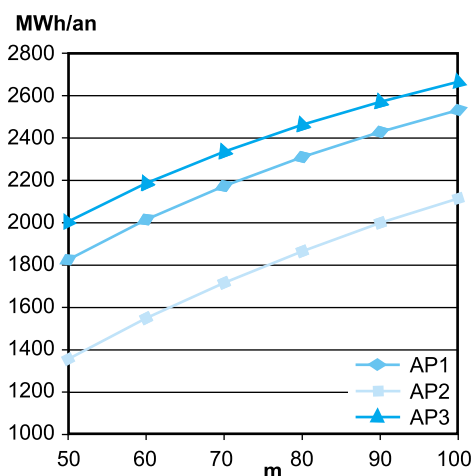


Figura 3.8. Variația energiei produse de aerogeneratorul DeWind D4 într-un an, în funcție de înălțimea turnului.

100 m este de circa 700 MWh/an. Prețul de cost al turnului variază între 700 și 1000 euro/m. Prin urmare, la un preț al energiei electrice de 0,05 euro/kWh costul suplimentar al turnului de 100 m față de cel de 50 m, va fi recuperat într-un termen de până la 1,5 ani.

3.1.3. Aspecte tehnologice privind implementarea energiei eoliene

3.1.3.1. Aspecte generale

După modul de utilizare a energiei obținute în urma conversiunii energiei vântului, instalațiile eoliene pot fi clasificate în două categorii: instalații mecanice și aerogeneratoare. În primul caz, energia este folosită nemijlocit pentru efectuarea unui lucru mecanic, în timp ce instalațiile aerogeneratoare transformă energia mecanică în energie electrică, pentru a fi transportată fără dificultăți la orice distanță și utilizată în modul cel mai rațional.

Folosirea instalațiilor eoliene pentru producerea energiei electrice este cea mai efektivă modalitate de utilizare a energiei vântului, datorită faptului că randamentul procesului de conversiune a energiei mecanice în energie electrică constituie 90-95 %, iar pierderile în linia de transport până la locul de utilizare a energiei nu depășesc, de regulă, 10 la sută.

Instalațiile aerogeneratoare pot fi completate cu generatoare de curent continuu, generatoare sincrone sau asincrone.

Generatoarele de curent continuu sunt utilizate doar în instalațiile de putere mică: bunăoară, pentru încărcarea bateriilor de acumulare.

Generatoarele sincrone cu excitare de la magneți permanenți sunt folosite la puteri considerabile, au randamentul și factorul de putere suficient de înalți, însă utilizarea lor este limitată din cauza problemelor legate de sincronizarea generatorului la conectarea lui la rețea.

La puteri mari, se dă prioritate generatoarelor asincrone. Construcția simplă a acestei mașini electrice îi asigură o înaltă fiabilitate, un preț de cost relativ mic, cheltuieli minime la întreținere. Caracteristica electromecanică specifică a generatorului asincron îi asigură o stabilitate sporită în condiții de cuplu motor variabil și la șocuri de sarcină. De asemenea, problema excitației și sincronizării nu se mai pune în cazul în care aerogeneratorul este conectat la rețeaua de curent alternativ cu parametrii constanți. Energia reactivă consumată de generator pentru execuție este compensată în mod tradițional, folosind baterii de condensatoare.

Structura instalației aerogeneratoare și modul de reglare a indicilor energiei produse depinde în mare măsură de cerințele impuse de consumatorii de energie electrică. Aceste cerințe pot fi foarte dure, în cazul motoarelor electrice, iluminatului, aparaturii electronice și mai puțin riguroase în cazul folosirii energiei pentru încălzire.

La alegerea structurii instalației aerogeneratoare și a modului de reglare a indicilor energiei produse se urmărește, de asemenea, rezolvarea următoarelor probleme specifice:

- optimizarea regimului de funcționare a aeromotorului în condiții de permanentă variație a vitezei vântului;
- asigurarea compatibilității parametrilor de funcționare a aeromotorului și electrogeneratorului;
- sincronizarea parametrilor electrogeneratorului cu parametrii rețelei electrice în caz de funcționare în paralel cu alte surse electroenergetice;
- crearea de rezerve energetice pentru perioadele de timp calm, rezerve necesare consumatorilor pentru care întreruperile în alimentare sunt inadmisibile;
- optimizarea consumului de energie ieftină, dar puțin calitativă produsă de instalația aerogeneratoare.

Exemplificăm trei cazuri de folosire a instalațiilor aerogeneratoare, în cadrul cărora problemele menționate mai sus sunt soluționate în mod diferit:

- sisteme autonome în care instalația aerogeneratoare (una sau câteva) acoperă în întregime consumul de energie electrică;
- sisteme autonome combinate – în paralel cu centrala eoliană, în rețeaua comună livrează energie și alte surse electrogeneratoare de putere comparabilă cu cea a aeromotorului;
- centrale eoliene, de regulă, cu mai multe instalații aerogeneratoare, care livrează energie la rețeaua publică de putere extrem de mare în comparație cu puterea instalată a aerogeneratoarelor.

3.1.3.2. Instalații și centrale autonome

Destinația acestor sisteme poate fi: iluminatul electric, alimentarea cu energie electrică a farurilor, a mijloacelor de telecomunicație cu puterea totală de până la câțiva kilowați, a altor consumatori amplasați în locuri necuprinse de rețeaua electrică publică. Instalațiile autonome pot fi utile și în zonele electrificate, fiind folosite ca surse de energie ieftină pentru încălzire.

Eficiența funcționării instalațiilor aerogeneratoare, costul acestora depind în mare măsură de tipul sistemului folosit pentru reglajul vitezei aeromotorului și al puterii la arbore.

În cazul unei comenzi minime exercitate asupra generatorului, dacă acesta este de curent alternativ, frecvența și tensiunea la borne (la consumator) vor fi instabile. Având indici de o asemenea calitate, energia dată poate fi utilizată nemijlocit doar pentru încălzire. Pentru alte scopuri energia electrică obținută de la aerogenerator se redresează cu o concomitentă stabilizare a parametrilor (fig. 3.9, a). În multe cazuri, o astfel de instalație poate fi suficientă. Necesarul minim de energie calitativă de curent alternativ cu parametrii stabiliți poate fi acoperit folosind un invertor alimentat de la bateria de acumuloare care funcționează în regim de tampon. Capacitatea acumuloarelor se va determina pornind de la cererea de energie pentru consumatorii menționați în perioada de timp calm cu durata maximă în zona respectivă.

Cantitatea de energie convertită va fi limitată doar de prețul de cost admisibil al bateriilor de acumulare și al invertorului. Dacă consumatorii “pretențioși” pot fi alimentați exclusiv cu curent continuu, sistemul de alimentare va include doar aerogeneratorul, redresorul, bateria de acumulare și sistemul de reglare.

În cazul în care toată energia produsă de aerogenerator trebuie să fie de o anumită frecvență există două variante de stabilizare a acesteia:

- stabilizarea turației aeromotorului folosind modificarea unghiului de atac al palelor (fig. 3.9, b) în funcție de valoarea instantanee a vitezei vântului. Dezavantajele acestui sistem de reglare: o parte considerabilă din energia vântului nu se utilizează, sistemul de reglare este complicat și de fiabilitate joasă;
- stabilizarea turației aeromotorului pe cale electrică. În acest scop, sarcina la arborele generatorului se reglează, fiind pusă permanent în concordanță cu puterea disponibilă (fig. 3.9, c). Sistemul de urmărire și comandă folosește ca informație primară semnalele de la traductoarele de viteză a vântului și de turație a aeromotorului. Fiind prevăzute cu dispozitive electronice moderne, aceste sisteme de reglare devin mult mai eficace și de înaltă fiabilitate la un preț de cost mai mic în comparație cu sistemele de reglare mecanică.

Instalațiile eoliene autonome pot fi dotate cu generatoare electrice de curent continuu cu magneți permanenți și dispozitive speciale de nivelare a pulsațiilor de curent și tensiune. Energia generată se folosește pentru a încărca bateriile de acumulare. Mai frecvent însă sunt utilizate generatoarele de tip sincron cu

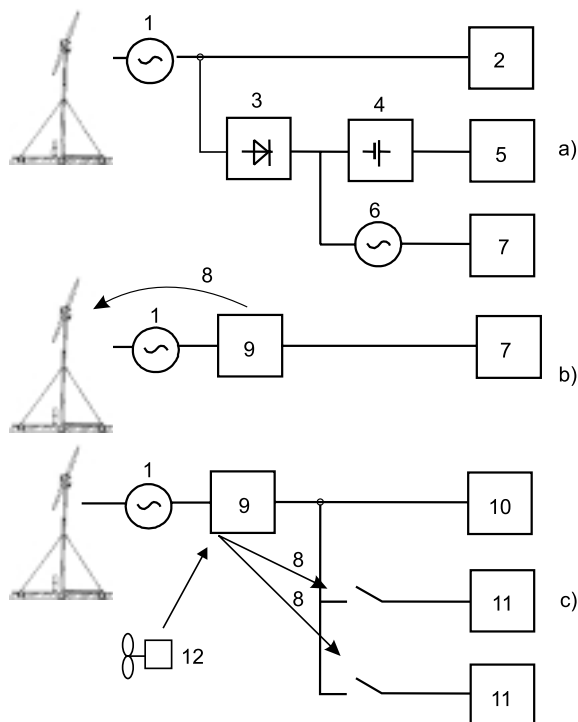


Figura 3.9. Variante de sisteme energetice autonome cu instalații aerogeneratoare: a - fără stabilizare; b - cu reglator mecanic; c - cu reglare a sarcinii.

1 – electrogenerator; 2 – instalații electrice de încălzire; 3 – redresor; 4 – baterie de acumulare; 5 – consumatori de curent continuu cu tensiune stabilizată; 6 – invertor autonom; 7 – consumatori de curent alternativ cu parametrii stabilizați; 8 – buclă de reacție; 9 – reglator; 10 – consumatori prioritari; 11 – consumatori secundari; 12 – anemometru.

magneți permanenți sau cu autoexcitator și cu o buclă de reacții pe curentul de sarcină folosită pentru stabilizarea tensiunii la bornele generatorului.

Aerogeneratoarele pot fi parte componentă a unui sistem energetic local. Puterea aerogeneratorului este de același ordin cu puterea altor generatoare în sistem. De cele mai dese ori, celelalte surse energetice sunt grupuri de tip Diesel – generator, celule fotovoltaice, grupuri de cogenerare pe biogaz (fig. 3.10).

Folosirea instalațiilor eoliene în aceste cazuri permite economisirea de combustibil. Diesel-generatorul va funcționa doar în perioadele de timp calm sau în paralel cu aerogeneratorul, compensând deficitul de energie în fiecare moment.

Trebuie de menționat faptul că, din cauza costului ridicat al sistemelor de reglare și acumulare a energiei, sistemele autonome necesită investiții capitale inițiale considerabile (tab. 3.4). Prin urmare, și prețul energiei electrice obținute va fi înalt. Utilizarea acestor sisteme poate fi justificată doar în cazuri speciale.

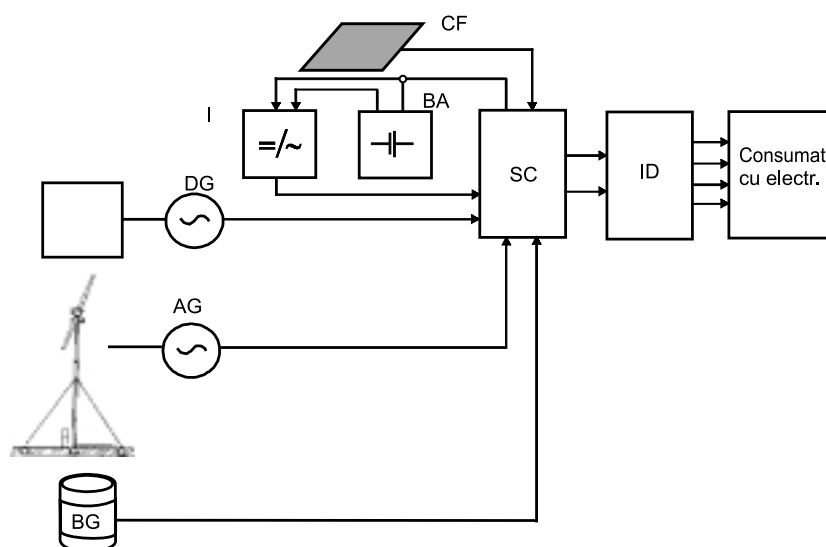


Figura 3.10. Sistem complex de alimentare cu energie a unei ferme agricole:

AG – aerogenerator; DG – Diesel-generator; BG – instalație de biogaz; CF – celule fotovoltaice; I – invertor; BA – baterie de acumulator; ID – dispozitiv de distribuție a energiei electrice; SC – sistem de comandă.

3.1.3.3. Centrale aerogeneratoare conectate la rețeaua publică

Mai multe aerogeneratoare, de regulă, în grup de până la 30-50 unități alcătuiesc o centrală eoliană (CE) care, prin intermediul unui sau al mai multor transformatoare de ridicare a tensiunii, sunt conectate la rețeaua publică de alimentare cu energie electrică de putere considerabil mai mare în comparație cu puterea totală a instalațiilor eoliene (fig. 3.11).

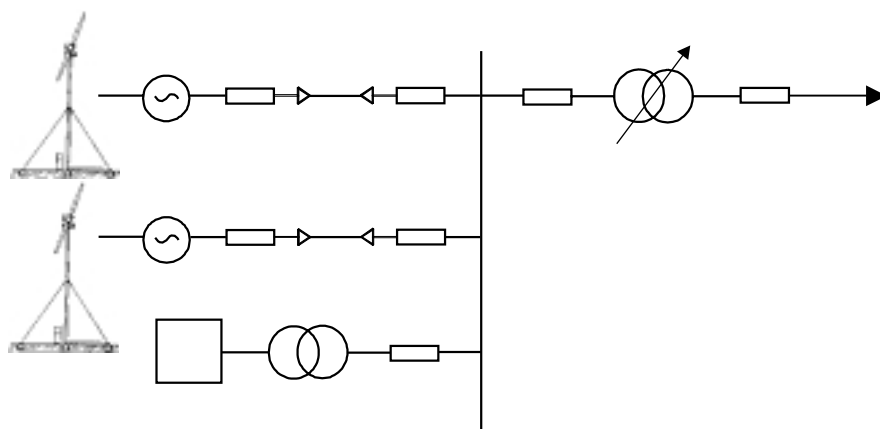


Figura 3.11. Schema de conexiuni electrice a unei centrale eoliene:

1 – aerogenerator; 2, 3, 4, 6, 7 – întrerupătoare automate; 5 – transformator 10/35kV sau 0,6/10kV; 8 – transformator 10/0,4 V; 9 – consumatorii proprii.

Această variantă de folosire a energiei este cea mai răspândită în zonele cu condiții eoliene favorabile și în care există sisteme energetice publice. Întregul volum de energie produsă la CE este livrat sistemului energetic pe bază comercială. Consumatorii proprii ai CE, de asemenea, sunt conectați la rețeaua publică, consumul fiind contorizat.

În aceste condiții, cele mai indicate sunt instalațiile cu generatoare asincrone – datorită fiabilității înalte, prețului de cost și cheltuielilor de întreținere minime. Totodată, problema sincronizării se rezolvă în mod automat. Nivelul stabilit al tensiunii și frecvenței la bornele generatoarelor este impus și menținut doar de rețea, fără intervenția vreunui sistem de reglare. Sistemul de comandă intervine numai cu semnale de deconectare a generatorului de la rețea atunci când viteza vântului este prea mică și aerogeneratorul ar putea funcționa în regim de ventilator cu consum de energie de la rețea.

Turația practic constantă a generatorului, impusă de frecvența tensiunii în rețea, va condiționa o funcționare a aeromotorului în regim nu în totdeauna optim. În aceste condiții, pot fi utile următoarele modalități de asigurare a regimului optim de conversiune a energiei în aeromotor:

- se utilizează un generator asincron cu un număr de perechi de poli care se reglează în trepte în funcție de viteza instantanee a vântului;
- aeromotorul funcționează cu turație optimă variabilă în funcție de viteza instantanee a vântului, iar energia obținută de la un generator sincron cu magneți permanenți (cu frecvența și tensiunea nestabilizate) se redresează, apoi se transformă în energie de curent alternativ cu parametrii stabiliți, folosind un inverter comandat de rețea. Turația turbinei se reglează în funcție de viteza vântului, modificând sarcina inverterului (puterea energiei transmise în rețea).

O variantă de perspectivă reprezintă instalațiile cu generator asincron cu întrefier axial și rotorul disc, a cărui viteză nominală joasă concordează favorabil cu

viteza aeromotoarelor, păstrând în același timp toate avantajele generatoarelor asincrone clasice [7].

3.1.3.4. Agregatele eoliene pentru pompaj

Din punct de vedere cronologic, cele mai vechi sunt considerate instalațiile mecanice folosite pe larg în secolele precedente pentru punerea în mișcare a pietrelor de moară și a pompelor în sistemele de alimentare cu apă, irigare și drenaj. Și astăzi, zeci de mii de mici instalații eoliene de pompaj sunt utilizate efectiv îndeosebi în gospodăriile de fermieri. Un bazin de acumulare a apei rezolvă problema rezervării pentru perioadele de timp calm și cu vânt de viteză mică.

Aceste instalații sunt dotate, de regulă, cu pompe cu piston sau pompe Vergnet, fiind acționate de la arborele aeromotorului prin intermediul unei tije.

Pentru o utilizare eficientă a energiei eoliene pe o largă gamă de viteze a vântului în aceste instalații se folosesc aeromotoare (turbine) cu multe pale care, începând cu vitezele joase ale vântului, dezvoltă un cuplu motor mare, suficient pentru funcționarea pompei. Odată cu viteza vântului crește și numărul de turații ale aeromotorului, ceea ce asigură o sporire proporțională a debitului pompei la o presiune practic constantă.

Condițiile de vânt pe teritoriul Republicii Moldova sunt favorabile pentru folosirea instalațiilor eoliene de pompaj fie pentru alimentarea cu apă a fermelor de vite, fie pentru irigarea grădinilor.

Un dezavantaj al instalațiilor eoliene mecanice îl constituie transmisia complicată și uzura intensă a acesteia. În plus, folosirea eficientă a instalațiilor mecanice, de exemplu pentru pompaj, presupune existența în același loc atât a sursei de apă, cât și a condițiilor eoliene favorabile, ceea ce nu întotdeauna are loc.

3.1.3.5. Firme producătoare și costuri

Industria mondială, îndeosebi cea europeană și a Statelor Unite ale Americii, au scos pe piața energiei eoliene aerogeneratoare și aeroturbină care cuprind o gamă foarte largă de puteri, concepte constructive și soluții de completare după destinație, din care utilizatorul ar putea alege varianta optimă pentru condiții meteorologice concrete și în funcție de destinație [8, 9, 10].

În tabelul 3.3 sunt prezentate unele date cu privire la firmele producătoare de aerogeneratoare pentru ferme eoliene terestre și off-shore producătoare și furnizoare de energie electrică pentru rețeaua publică.

“Disecând” piața de aerogeneratoare pe segmente de putere, vom constata particularitățile fiecărei serii de modele. Astfel, firmele spaniole *Mode* și *Desarollos* domină segmentul instalațiilor de până la 500 MW. *NEG-Micon*-ul domină segmentul 500-999 kW, care este deocamdată preponderent printre instalațiile existente în lume. În sfârșit, *Enercon*-ul și *Nordex*-ul împart poziția de lider pe segmentul agregatelor mai mari de 1 MW. La momentul actual, cele mai puternice sunt cele din clasa 2,5 MW cu diametrul rotorului de 80 m.

Tabelul 3.3. Firme producătoare de aerogeneratoare mari

Firma	Țara	Gama de puteri, kW	Preț specific, euro/kW	MW vânduți în 1999	Cifra de afaceri, anul 1999
NEG-Micon	Dan.	600, 750, 1500, 2000	855-1092	761	631
Vestas	Dan.	500, 600, 1500, 1650, 1800	—	652	483
Bonus	Dan.	150, 300, 450	—	338	222
Nordex	Dan./Germ.	250-600, 1000, 1300, 2500	930-1178	306	150
Enercon	Germ.	200, 5000, 600, 1000, 1500, 1800	926-1213	488	406
DeWind	Germ.	500, 600, 1000, 1250, 2000	850-1118	58	38
Enron Wind Corp.	SUA	300, 600, 750, 900, 1500*	430-1020	360	—
Gamesa	Span.	≤500	1110-1236	494	344
Mode	Span.	<500	—	218	—
Ecotechnica	Span.	<500	—		
WidWorld	Germ.	250, 500, 600, 750	—		
SEEWIND	Sued.	110, 750, 600, 750, 1500	830-1075		
Wind Energy		300, 600, 1000, 1300, 2000	860-1120		
Wincon	Dan.	600, 755	813		
Fuhrlander		250, 800, 1000	817-982		
Jacobs Energie		600, 750, 1050, 1500			

Dan – Danemarca, Germ. – Germania, Span. – Spania, SUA – Statele Unite ale Americii, Sued. – Suedia
 * – $H_{\text{turn}}=80-100$ m

S-a constatat că în 1999 cifra de afaceri generată de industria constructoare de aerogeneratoare a atins nivelul de 2,7 miliarde euro.

În paralel cu piața de agregate eoliene de ordinul megawaților se dezvoltă foarte dinamic și piața instalațiilor de puteri mici, destinate pentru sisteme autonome electrice: pentru iluminat, desalinizare, refrigerare; pompe pentru petrol; pentru alimentare cu apă și irigare, pentru telecomunicații (tab. 3.4). Cuplate la bornele bateriei de acumulatori, ele acoperă cu fiabilitate cererea individuală de electricitate a consumatorilor izolați.

Pentru casele neconectate la rețea pe piață pot fi găsite aerogeneratoare de la mai puțin de 1 kW până la 10 kW, care pot acoperi necesarul de electricitate de până la câteva mii kWh pe an. Aceste agregate se propun în cuplu cu un sistem de acumulatori și un regulator de curent, înlocuind cu succes grupuri electrogene poluante. Câțiva dintre cei mai cunoscuți producători ai acestor instalații sunt:

- firmele franceze *Vergnet*, *Travere*, *SFER*, *Aeroturbine* (0,1 – 30 kW);
- firmele americane: *Bergez Windpower* (850W – 10kW); *Southwest, Windpower* (< 1 kW) – sisteme cuplate cu module fotovoltaice; *Atlantis* (0,3 – 6 kW);
- firma olandeză *LMW* (250 W – 10 kW);
- firma daneză *Windmission* (600 W – 4 kW) – sisteme adaptate la necesități casnice etc.

În anul 2000 cifrele de afaceri în domeniul producerii și desfacerii instalațiilor eoliene mici au însumat 680 milioane euro. Există mai multe firme specializate în elaborarea și fabricarea agregatelor eoliene mecanice: *Motzan WindKraftanlagen*; *AdPum AeroCraft*, *Vetroen* (Rusia) etc.

Tabelul 3.4. Firme producătoare de aerogeneratoare mici.

Firma	Țara	Gama de puteri, kW	Preț specific, euro/kW
<i>Sisteme autonome</i>			
Enercon	Germania	1-30	5980
Vergnie	Franța	1-30	
Trovere	Franța	< 5	
SFER		< 5	
Aeroturbine		< 5	
Bergey Windpower	SUA	800 W – 10 kW	
Soutwest Windpower		< 1kW utilat suplimentar cu module fotovoltaice	
LMW	Olanda	250 W – 10 kW	
Windmission	Dane-marca	600 W – 4 kW adaptate la necesitățile consumatorilor casnici	
Atlantis	SUA	0,3, 0,6, 6 kW	8575-2130
SUNSET		0,02, 0,2, 0,7 kW	2400
SoWiloEnergietechnik		0,12, 0,24, 0,5, 0,75 kW	9170-2900
Solovent		0,14, 0,5, 3,2 kW	6100-2100
W+W Windtechnik		1, 3, 8 kW	27
Windtechnik Geiger		1, 1,7, 3, 4 kW	3450-2370
Landmark Alternative Energie		0,25, 0,6, 1,5, 3, 6 kW	570-1875
Windtower Moratec Elektro Planungs		0,1, 1,5, 3,5, 7 kW	6800-2100
Bergez	Marea Britanie	1,5, 7,5, 10 kW	630-2600

3.1.3.6. Criterii privind selectarea amplasamentelor

Cele mai favorabile pentru folosirea energiei vântului sunt amplasamentele cu următoarele condiții meteorologice:

- viteza medie anuală a vântului cât mai înaltă – caracteristica de bază care determină producția anuală de energie;
- turbulența minimă a torentului de aer (variația vitezei și direcției vântului) – ceea ce asigură funcționarea ritmică a agregatelor;
- prezența unei direcții dominante a vântului, fapt ce permite o amplasare mai compactă a aerogeneratoarelor, în cazul unor ferme eoliene.

Pe lângă caracteristicile meteorologice menționate, un rol aproape decisiv la selectarea amplasamentului au următorii factori:

- existența în apropiere a căilor de transport și a rețelilor electrice;
- factorii economici – de exemplu, prețul pământului;
- restricțiile ecologice (căi de migrație a păsărilor, rezervații naturale etc.) sau cele impuse de securitatea circulației aeriene;
- impactul asupra mediului, cum ar fi: zgomotul, deteriorarea landşaftului, perturbării cauzate canalelor de radio și televiziune.

Condițiile favorabile pentru transport și accesul fără mari cheltuieli la rețeaua electrică publică în Republica Moldova sunt asigurate datorită rețelilor foarte dezvoltate de drumuri și linii electrice. Distanța de la oricare eventuale amplasamente până la căile rutiere cu înveliș dur nu depășește, de regulă, 5-6 km. O

eventuală linie electrică de legătură a centralei cu rețelele de 10 kV de asemenea nu va depăși o lungime de 5-10 km. Acești factori vor permite diminuarea cheltuielilor la crearea centralelor eoliene.

Remarcăm și faptul că prețul terenurilor utilizate pentru viitoarele centrale reprezintă un factor economic important. Din punct de vedere meteorologic, cele mai favorabile sunt crestele sau coastele superioare ale colinelor și dealurilor. Aceste terenuri, de regulă, aride, cu soluri sărace, puțin favorabile pentru agricultură, sunt utilizate doar ca pășuni. Costul respectivelor terenuri va fi minim, mai ales că, la finalizarea construcției centralei eoliene, fără cheltuieli suplimentare, lor li se poate reda vechea destinație.

Restricții privind construcția de centrale eoliene pot fi puse doar pe teritoriul unor rezervații naturale.

În cazul instalațiilor mici criteriile de bază la alegerea amplasamentului sunt:

- locul pentru instalarea turbinei trebuie să fie deschis pe o rază de cel puțin 50 de înălțimi ale turnului, împrejurimile urmând să fie degajate, adică fără obstacole (clădiri, copaci, fâșii de pădure, livezi etc.);
- amplasamentul trebuie să se facă pe coline sau pe dealuri predominante;
- e bine ca locul ales să fie cât mai apropiat de utilizatorul de energie (casă care se aprovizionează cu energie, surse de apă în caz de pompaj etc.).

Selectarea amplasamentului va fi precedată, în toate cazurile, de un calcul tehnico-economic riguros. Alte recomandări specifice pentru diferite tipuri de utilizatori ai energiei eoliene pot fi găsite în literatura de specialitate.

3.1.3.7. Amplasamentele de perspectivă în Republica Moldova

Analizând cerințele expuse mai sus, putem constata că în condițiile Republicii Moldova cel mai important criteriu de selectare a amplasamentelor va fi cel meteorologic. Din alte puncte de vedere, condițiile sunt favorabile aproape pentru oricare din terenuri în afara localităților urbane și rurale.

Generalizând rezultatele obținute privind *atlasul energiei eoliene* pe teritoriul republicii prin prisma cerințelor față de amplasamente pentru obiective energetice cu impact serios asupra sistemul energetic al țării, ar putea fi evidențiate următoarele teritorii de perspectivă, reliefate pe harta din figura 3.6:

- înălțimile Tigheciului;
- înălțimile Nistrene;
- colinele Ciulucului;
- înălțimile Podișului central al Moldovei;
- o bună parte din teritoriul deluros din județele Cahul și Taraclia;

În urma unor calcule minuțioase vor putea fi evidențiate de asemenea amplasamentele de perspectivă și pe teritoriile marcate pe hartă drept mai puțin favorabile. Acestea pot fi unele dealuri înalte orientate pe direcția preponderentă a vântului, teritorii pe malul bazinelor mari de apă (Dubăsari, Ghidighici, Ialoveni).

3.1.4. Aprecierea costurilor și beneficiilor economice și sociale ca rezultat al implementării surselor de energie eoliană

3.1.4.1. Analiza comparativă a aerogeneratoarelor de producție europeană

Scopul principal al acestui studiu este de a evidenția tipurile de aerogeneratoare care se fabrică în serie și pot asigura un efect tehnico-economic maxim în condițiile de vânt existente în Republica Moldova.

Parametrii tehnici a 48 tipuri de aerogeneratoare cu puterea nominală de până la 2000 kW, fabricate de firme europene recunoscute drept lideri în acest domeniu, sunt incluși în tabelul 3.5, semnificațiile utilizate fiind:

- P_N - puterea nominală, în kW;
- D_r - diametrul rotorului turbinei, în m;
- H_0 - înălțimea turnului până la axul rotorului, în m;
- S_r - aria suprafeței baleiate de rotor, în m².

Ținând cont de diversitatea parametrilor tehnici ai aerogeneratoarelor, pentru comparare au fost calculați următorii indicatori tehnici sintetici:

k_s - factorul de intensitate energetică specifică, ce determină intensitatea energetică a vântului la 1 m² de suprafață și care asigură puterea nominală a aerogeneratorului:

$$k_s = \frac{P_N}{S_r}, \quad \text{kW/m}^2 \quad (3.1)$$

$k_b = \frac{V_b}{V_{st}}$ - factorul de înălțime, ce reflectă majorarea vitezei vântului odată cu creșterea înălțimii de la sol, se calculează conform relației (3.2):

$$k_b = 0,233 + 0,656 \cdot \lg(H_0 + 4,75); \quad (3.2)$$

k_i - factorul integral “arie - înălțime”:

$$k_i = k_s^3 / k_r. \quad (3.3)$$

Relația (3.3) include factorul k_b la cub, deoarece puterea dezvoltată de turbină este proporțională cu cubul vitezei vântului, iar k_r este plasat la numitor, întrucât turbina se va considera cu atât mai performantă cu cât mai joasă este intensitatea energetică specifică a vântului la care aceasta poate produce energie.

Tabelul 3.5 include indicatorii tehnici sintetici k_s , k_b și k_i calculați. În ultima coloană este indicat ratingul respectiv al aerogeneratorului determinat după indicatorul integral k_i .

Cele mai performante, din acest punct de vedere, sunt aerogeneratoarele cu puterea nominală de 1000, 1200 kW de tipul DeWind, NEG Micon, Vestas, precum și cele de 600 kW elaborate de aceleași firme. Rezultate mult mai modeste înregistrează aerogeneratoarele cu puterea de 200-300 kW, majoritatea lor fiind concepute între anii 1985-1995, cu mult înaintea celor de 600-2000 kW.

Tabelul 3.5. Parametrii tehnici ai unor aerogeneratoare cu puterea nominală până la 2000 kW, fabricate de firme europene.

Model generator eolian	P_N	H_0	D_r	S_r	k_s	k_h	k_l	Rating
	KW	m	m	m ²				
Bonus 1,3/62	1300	68	62	3019,1	0,431	1,45	7,14	30
Bonus 1000/54	1000	70	54,2	2307,2	0,433	1,46	7,21	27
Bonus 450	450	35	37	1075,2	0,419	1,28	5,04	43
Bonus 600	600	58	44	1520,5	0,395	1,41	7,14	31
DeWind D4/46 60m	600	60	46	1661,9	0,361	1,42	7,95	16
DeWind D4/46 70m	600	70	46	1661,9	0,361	1,46	8,66	11
DeWind D4/48 60m	600	60	48	1809,6	0,332	1,42	8,66	10
DeWind D4/48 70m	600	70	48	1809,6	0,332	1,46	9,43	3
DeWind D6/60 60m	1250	60	60	2827,4	0,442	1,42	6,49	34
DeWind D6/62 65m	1250	65	62	3019,1	0,414	1,44	7,25	25
DeWind D6/62 68,5m	1000	68,5	62	3019,1	0,331	1,46	9,32	5
DeWind D6/62 91,5m	1000	91,5	62	3019,1	0,331	1,53	10,90	1
DeWind D6/64 68m	1250	68	64	3217,0	0,389	1,45	7,92	17
DeWind D6/64 91,5m	1250	91,5	64	3217,0	0,389	1,53	9,29	6
DeWind D8/80 80m	2000	80	80	5026,5	0,398	1,50	8,45	13
DeWind D8/80 95m	2000	95	80	5026,5	0,398	1,54	9,26	7
Genesys 600	600	61,6	45,9	1654,7	0,363	1,43	8,03	14
NEG Micon NM 1000-250/60	1000	80	60	2827,4	0,354	1,50	9,50	2
NEG Micon NM 1500C/60	1500	80	64	3217,0	0,466	1,50	7,21	26
NEG Micon NM 2000/72	2000	80	72	4071,5	0,491	1,50	6,84	33
NEG Micon NM 600-150/48	600	70	48	1809,6	0,332	1,46	9,43	4
NEG Micon NM 750-200/48	750	70	48,2	1824,7	0,411	1,46	7,60	21
Nordex N-29/250kW	250	50	29,7	692,8	0,361	1,37	7,18	28
Nordex N-43/600kW	600	78	43	1452,2	0,413	1,49	8,02	15
Nordex N-50	800	70	50	1963,5	0,407	1,46	7,67	20
Nordex N-54	1000	70	54	2290,2	0,437	1,46	7,16	29
Nordex N-60	1300	120	60	2827,4	0,460	1,61	9,04	8
TurboWinds T400	400	34	34	907,9	0,441	1,27	4,70	46
TurboWinds T600/48 50m	600	50	48	1809,6	0,332	1,37	7,81	18
TurboWinds T600/48 60m	600	60	48	1809,6	0,332	1,42	8,66	9
Vestas V39	600	40,5	39	1194,6	0,502	1,32	4,57	47
Vestas V39	500	40,5	39,5	1225,4	0,408	1,32	5,63	41
Vestas V42	600	40,5	42	1385,4	0,433	1,32	5,30	42
Vestas V44	600	40,5	44	1520,5	0,395	1,32	5,82	38
Vestas V47-660/200 kW	660	76	47	1734,9	0,380	1,48	8,59	12
Vestas V57	1500	60	57	2551,8	0,588	1,42	4,88	45
Vestas V63	1500	60	63	3117,2	0,481	1,42	5,97	37
Vestas V66	1400	67	66	3421,2	0,409	1,45	7,46	22
Vestas V66/1650-200	1650	78	66	3421,2	0,482	1,49	6,87	32
Vestas V66/1800-300	1800	67	66	3421,2	0,526	1,45	5,80	39
Wincon W600	600	45	45	1590,4	0,377	1,35	6,47	35
Wincon W755/48	755	75	48	1809,6	0,417	1,48	7,78	19
WindWorl W4800	750	50	48	1809,6	0,414	1,3	6,25	36
WindWorl W5200	750	50	52	2123,7	0,353	1,37	7,34	24
WindWorl WW750/52	750	50	52	2123,7	0,353	1,37	7,34	23
WindWorld W3700 500kW	500	41,5	37	1075,2	0,465	1,33	5,01	44
WindWorld W3700 550kW	550	41,5	37	1075,2	0,512	1,33	4,55	48
WindWorld W4200	600	45	42	1385,4	0,433	1,35	5,63	40

Folosind datele din tabelul 3.5 și caracteristicile de putere $P=f(V)$, a fost calculată energia care ar putea fi produsă de către aerogeneratorul respectiv într-un an (W_a), în condițiile de vânt ale amplasamentului considerat.

Calcululele au fost efectuate aplicând programul WAsP, cu distribuția vitezelor vântului luată după Weibull. Rezultatele calculului sunt prezentate în tabelul 3.6.

Tabelul 3.6. Potențialul energetic posibil de obținut cu diverse aerogeneratoare pe același amplasament.

Modelul de generator eolian	Energia, în MWh/an	Modelul de generator eolian	Energia, în MWh/an
Bonus 450	848	DeWind D4/46 60m	1697
Bonus 600	1642	DeWind D4/46 70m	1847
Bonus 1000/54	2960	DeWind D4/48 60m	1800
Bonus 1.3/62	3738	DeWind D4/48 70m	1953
NEG Micon NM 600-150/48	1627	DeWind D6/62 68,5m	3219
NEG Micon NM 750-200/48	1976	DeWind D6/62 91,5m	3701
NEG Micon NM 1000-250/60	3127	DeWind D6/60 60m	2984
NEG Micon NM 1500C/60	3922	DeWind D6/62 65m	3302
NEG Micon NM 2000/72	5073	DeWind D6/64 68m	3552
Nordex N-29/250kW	589,731	DeWind D6/64 91,5m	4131
Nordex N-43/600kW	1681	DeWind D8/80 80m	5881
Nordex N-50	2072	DeWind D8/80 95m	6394
Nordex N-54	2392	Genesys 600	1713
Nordex N-60	4338	TurboWinds T600/48 60m	1691
Vestas V39	988	TurboWinds T600/48 50m	1516
Vestas V39	984	TurboWinds T400	645
Vestas V42	1091	Wincon W600	1264
Vestas V44	1172	Wincon W755/48	2306
Vestas V47-660/200 kW	1920	WindWorld W3700 500kW	582
Vestas V57	2631	WindWorld W3700 550kW	854
Vestas V63	3192	WindWorld W4200	1202
Vestas V66	3258	WindWorl W4800	1601
Vestas V66/1650-200	3942	WindWorl W5200	1887
Vestas V66/1800-300	3846	WindWorl WW750/52	1894

Pentru următorul pas al analizei comparative a fost ales criteriul energetic – coeficientul de utilizare a puterii instalate a aerogeneratorului, k_u , - calculat cu ajutorul formulei:

$$k_u = \frac{W_a}{8760 \cdot P_N} \quad (3.4)$$

Conform indicatorului k_u , cele mai performante sunt aerogeneratoarele evidențiate anterior după indicatorul k_i .

O a treia comparație a fost efectuată în baza criteriului tehnico-economic – investițiile capitale specifice, care se determină prin formula:

$$I_s = \frac{I_{AG}}{P_N} \quad (3.5)$$

unde: I_{AG} reprezintă costul aerogeneratorului, în euro;

P_N – puterea nominală a aerogeneratorului, în kW.

În tabelul 3.7 sunt prezentate rezultatele calculului pentru 7 tipuri de aerogeneratoare, cele mai performante după primii doi indicatori tehnici menționați. Ultima coloană a tabelului conține ratingul agregatelor conform criteriului I_s .

Tabelul 3.7. Indicatorii tehnico-economici pentru 7 tipuri de aerogeneratoare produse în țările UE

Modelul de generator eolian	k	I_s , euro/kW	Rating
Bonus 1000/54	0,338	899	1
NEG Micon NM 1000-250/60	0,357	1007	4
Nordex N-29/250kW	0,269	951	3
Nordex N-60	0,381	1163	7
DeWind D4/48 70m	0,372	933	2
DeWind D6/62 68,5m	0,367	1071	5
DeWind D6/62 91,5m	0,422	1118	6

În baza datelor din tabelele 3.5 - 3.7 pot fi formulate următoarele concluzii:

- atât indicatorii tehnici, cât și cei economici pentru agregatele cu puterea de 600 – 1200 kW sunt aproape identici;
- investițiile capitale la 1 kW putere instalată a aerogeneratoarelor variază în funcție de putere și de firma producătoare, fiind cuprinse în limitele 890 – 1170 euro/kW și având un preț mediu de 950 euro/kW;
- coeficientul de utilizare a puterii instalate în condițiile de vânt ale amplasamentului examinat este suficient de înalt (până la 0,4222);
- calculele de argumentare tehnico-economică a proiectelor de implementare a centralelor eoliene în Republica Moldova urmează a fi efectuate folosind trei tipuri sintetice de aerogeneratoare cu puterea nominală de 250, 600 și 1000 kW, ai căror parametri și indicatori tehnico-economici sunt prezentați în tabelul 3.8 și corespund agregatelor cu cele mai bune performanțe în clasa respectivă de putere.

Tabelul 3.8. Aerogeneratoare sintetice: parametri tehnici.

Tipul	P_N kW	D_r m	H_0 m	k_s , kW/m ²	k_h	k_l , m ² /kW	k_u	I_s , euro/kW
Nordex N-29	250	30	50	0,348	1,370	7,44	0,269	951
DeWind D4	600	48	70	0,332	1,462	9,40	0,372	933
DeWind D6	1000	62	91,5	0,331	1,534	10,9	0,422	1118

3.1.4.2. Indicatorii economici ai proiectelor de investiții în construcția centralelor eoliene

A) Condiția generală de eficiență economică

Calculul indicatorilor economici se va efectua folosind metoda generală de apreciere a eficienței economice, utilizată în țările cu economie de piață, precum și

unele recomandări importante privind estimarea proiectelor de investiții în construcția obiectivelor energetice bazate pe SER formulate în [6, 16, 17].

Pentru a demonstra eficiența economică a proiectului de investiții este necesar de a efectua analiza „cost-beneficiu”, prin care, în cele din urmă, sunt puse pe cântar toate eforturile financiare (costurile) prevăzute în proiect, pe de o parte, și toate efectele (beneficiile) ce vor rezulta din implementarea acestuia – pe de altă parte. În aceste condiții, proiectul merită a fi implementat doar în situația în care *efectele așteptate depășesc eforturile realizate*, adică atunci când există un *efect net pozitiv*. Această cerință reprezintă *condiția generală de fezabilitate economică* a proiectului de investiții.

În literatura economică *eforturile* realizate în cadrul unui proiect sunt identificate cu cheltuielile totale pe durata de viață a proiectului, *efectele* – cu venitul brut global, iar *efectul net* – cu venitul net.

Ținând cont de necesitatea actualizării eforturilor și efectelor, conform celor expuse mai sus, putem scrie –

$$VNA = VTA - CTA, \quad \text{unde} \quad (3.6)$$

VNA reprezintă venitul net actualizat, obținut pe durata pentru care este prevăzut studiul;

VTA – venitul brut global actualizat;

CTA – cheltuielile totale actualizate.

Un proiect se va considera avantajos în cazul în care venitul global *VTA* depășește cheltuielile efectuate *CTA*, ceea ce înseamnă că venitul net actualizat, obținut în urma producerii energiei pe durata de studiu este pozitiv – $VNA > 0$.

Relațiile de mai sus precizează condiția generală de fezabilitate.

Evaluarea eforturilor și efectelor, iar ulterior – compararea acestora – presupune luarea în considerație a unor factori, precum sunt:

- eforturile și efectele determinate pentru o perioadă îndelungată de timp T_s , cunoscută ca *perioada de studiu* sau *perioada de analiză* care, de regulă, este egală cu durata normată de viață a instalațiilor, $T_s = 15 - 20$ de ani;
- atât eforturile, cât și efectele globale pentru perioada de studiu *trebuie să fie actualizate* (raportate la un moment de timp, de regulă, actual) la o rată, ce urmează a fi stabilită;
- calculul beneficiului care, în cazul examinat, reprezintă valoarea monetară a energiei produse, presupune utilizarea *costului de oportunitate* al 1 kWh energie electrică ce urmează a fi stabilit;
- previziunile pe un termen de mai mulți ani conțin erori semnificative. În aceste condiții, efectele ce vor rezulta vor fi niște mărimi cu un grad avansat de incertitudine – ceea ce face ca, pe de o parte, calculele să fie mai laborioase, iar, pe de altă parte, ca luarea deciziei finale să fie mai dificilă.

Luând în calcul respectivele considerente, analiza proiectelor de acest gen se efectuează folosind un număr maxim de indicatori.

B) Definiții și formule de calcul al indicatorilor de eficiență economică

Analiza *cost-beneficiu* ține de un domeniu mai larg – cel al eficienței investițiilor, care, în general, este caracterizată de un sistem de indicatori, precum:

venitul net actualizat;
rata internă de rentabilitate;
cheltuielile totale actualizate;
durata de recuperare etc.

În cazul unui sistem de producere a energiei regenerabile, la acești indicatori se mai adaugă și alții, specifici domeniului, cum sunt: *volumul energiei regenerabile produse, prețul de cost al acesteia, continuitatea producerii energiei*.

O investiție, de regulă, se face cu scopul de a obține profit. Din acest punct de vedere, profitabilitatea reprezintă cel mai important aspect al proiectului de investiții. Profitabilitatea se măsoară prin intermediul al câtorva indicatori, inclusiv *venitul net actualizat (VNA)* pentru durata desfășurării proiectului.

Venitul net actualizat sau *beneficiul anual* reprezintă acea parte a veniturilor totale, obținute pe parcursul anului (venit brut), rămasă după excluderea tuturor cheltuielilor efectuate în anul respectiv. Pentru oarecare an t al perioadei de studiu:

$$VN_t = V_t - CT_t, \text{ unde}$$

VN_t reprezintă venitul net estimat a fi obținut în anul t ;
 V_t – venitul brut estimat pentru anul t ;
 CT_t – cheltuielile (costurile) totale estimate pentru anul t , ce includ cheltuielile de investiții I_t și de exploatare C_t , exclusiv amortismentele.

$$\text{Astfel, } CT_t = I_t + C_t.$$

Pentru o sursă de energie *venitul brut* V_t , reprezintă costul obținut în urma producerii energiei:

$$V_t = W_t \cdot C_w, \text{ unde}$$

W_t – volumul energiei produse în anul t ;
 C_w – costul de oportunitate al unui kWh de energie produsă.

Venitul net actualizat (VNA) pentru perioada de studiu (T_s) se determină prin totalizarea veniturilor nete anuale actualizate

$$VNA = \sum_{t=t_i}^{T_s} VN_t (1+i)^{\theta-t}, \text{ unde}$$

t_i și T_s reprezintă primul și ultimul an al perioadei de studiu;
 i – rata de actualizare;
 θ – anul de actualizare.

Venitul net actualizat poate fi calculat ca diferență a venitului total actualizat (VTA) și a cheltuielilor totale actualizate (CTA):

$$VNA = VTA - CTA,$$

unde

$$VTA = \sum_{t=t_i}^{T_s} V_t (1+i)^{\theta-t}; \quad CTA = \sum_{t=t_i}^{T_s} (I_t + C_t) \cdot (1+i)^{\theta-t}.$$

Pentru un proiect cum este cel cu investiția inițială – efectuată în primul an, cu venitul brut anual constant V , cheltuielile anuale constante C și cu durata perioadei de studiu S ani, venitul net actualizat se va determina astfel:

$$VNA = (V - C) \sum_{t=1}^{T_s} (1+i)^{-t} - I.$$

Venitul net actualizat este unul dintre cei mai importanți indicatori de eficiență economică a investițiilor. Realizarea unui profit cât mai mare este, de regulă, criteriul prioritar în alegerea soluției optime.

Rentabilitatea. Actualizarea cheltuielilor și veniturilor presupune utilizarea unei valori predeterminate a ratei i de actualizare, ce mai are și o altă semnificație – ea reprezintă un indicator de eficiență economică numit **Rata Internă de Rentabilitate (RIR)**.

Rata internă de rentabilitate a unui proiect economic exprimă acea valoare a ratei care egalează valorile actualizate ale veniturilor și cheltuielilor totale pentru întreaga perioadă de studiu fiind determinată prin ecuația:

$$VNA(RIR) = 0.$$

În condiții concrete, când $V_t = \text{const}$; $C_t = \text{const}$, iar investițiile capitale se efectuează într-un an, la începutul perioadei de analiză, RIR se va determina prin metoda probelor consecutive:

$$\frac{I}{VN} = \sum_{t=1}^{T_s} (1+RIR)^{-t} = \frac{1 - (1+RIR)^{-T_s}}{RIR}.$$

Durata de recuperare sau **termenul de recuperare** a investițiilor T_{rec} este un indicator care exprimă numărul de ani în care investiția realizată poate fi redobândită din profitul obținut în urma funcționării capacităților de producție. Pentru cazul tipic al unui proiect de implementare a surselor de energie eoliană durata de recuperare a investițiilor se determină din formula:

$$\frac{I}{VN} = \frac{1 - (1+i)^{-T_{rec}}}{i}.$$

Construcția unui obiectiv este justificată atunci, când durata de recuperare a investițiilor este sub nivelul duratei medii de recuperare în sectorul energetic.

Prețul de cost al energiei electrice livrate este indicatorul determinant de eficiență economică al unei surse de energie. În studiul de fezabilitate acest indicator se calculează prin raportarea cheltuielilor totale actualizate la volumul energiei produse:

$$C_w = \frac{CTA}{W_{act}}, \text{ unde}$$

CTA reprezintă cheltuielile totale (investiția efectuată plus cheltuielile de producție) actualizate pe durata de viață a instalației;

W_{act} – volumul total actualizat al energiei produsă în această perioadă.

În cazul în care volumul energiei produse nu variază de la an la an și este egală cu W_{an} , se poate scrie următoarea relație:

$$C_w = \frac{CTA}{W_{act}}, \text{ unde}$$

CA include amortismentele anuale (A), costul anual al împrumutului bancar investițional (I_a) și cheltuielile anuale de producere (C_p):

$$CA = A + I_a + C_p.$$

În cazul surselor de energie regenerabilă ce nu presupun cheltuieli pentru combustibil formula de calcul al costului 1 kWh energie electrică devine:

$$C_w = I_s \cdot (E_e + \alpha_E) / T_m, \text{ unde:}$$

I_s – investiția specifică în SER;

E_e – coeficientul de rambursare a investițiilor:

$$E_e = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-T_s}},$$

α_E – cheltuieli de întreținere și reparații, raportate la valoarea investiției;

T_m – durata de utilizare a puterii nominale a instalației, ($T_m = 8760 k_u$), în ore;

k_u – coeficientul de utilizare a puterii nominale a aerogeneratorului.

3.1.4.3. Investițiile capitale în construcția centralei eoliene

A) Structura investițiilor capitale

Investițiile capitale în construcția unei centrale eoliene constau din două componente de bază: costul aerogeneratoarelor și costul infrastructurii ingineresti care asigură funcționarea acestora. Costul aerogeneratoarelor corespunde prețului cu care acestea se vând la uzină și nu includ costul construcțiilor ingineresti, al utilajului electric suplimentar și al lucrărilor de montare, ajustare și conectare la rețea. Cheltuielile menționate și cele care țin de proiectarea și managementul construcției se includ, de regulă, în costul infrastructurii ingineresti. Structura investițiilor capitale este prezentată în figura 3.12.

B) Costul aerogeneratoarelor

Prețurile de livrare ale aerogeneratoarelor, spicuite din listele de prețuri ale firmelor producătoare, pentru diferite tipuri de agregate au fost prezentate în tabelul 3.7. Din acest tabel se poate observa că costul unui kW de putere instalată a aerogeneratorului constituie de la 890 până la 1170 euro. În calculele ce urmează se vor utiliza costurile stabilite pentru aerogeneratoarele sintetice din tabelul 3.8.

Costurile lucrărilor de transportare a aerogeneratoarelor de la fabrică la locul de instalare, de montaj și ajustare al acestora, de dare în exploatare și întreținere pe parcursul termenului de garanție sunt stabilite de firma producătoare, de regulă, sub formă de procente calculate din costul aerogeneratoarelor. Date aproximative cu privire la structura acestor cheltuieli sunt prezentate în tabelul 3.9.

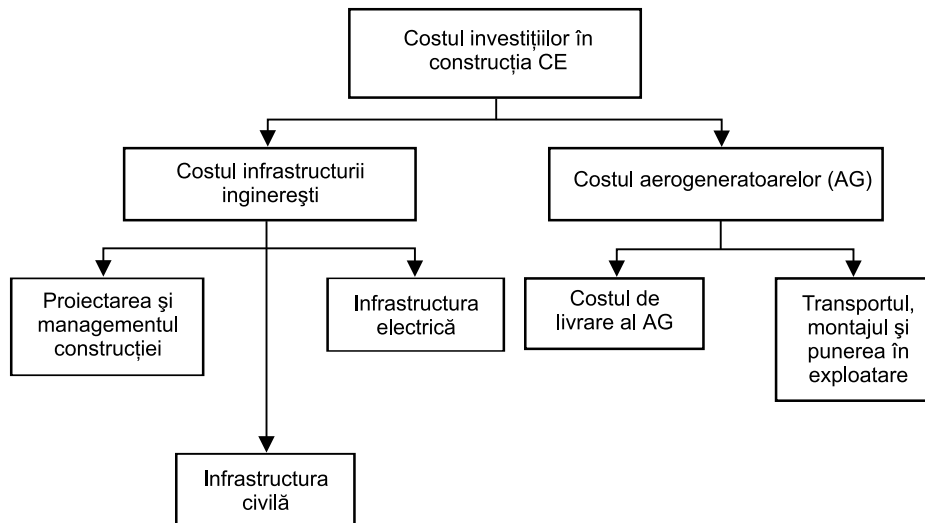


Figura 3.12. Structura investițiilor în construcția centralelor eoliene (CE)

Tabelul 3.9. Structura cheltuielilor de transport, montaj și dare în exploatare a aerogeneratoarelor.

Denumirea lucrărilor și a serviciilor	Cheltuieli în % din costul AG
Transportarea și asigurarea	3,2 %
Scule speciale, ambalaj și piese de rezervă	1,5 %
Lucrări de montaj, ajustare și școlarizare a personalului local	3,0 %
Total	7,5 %

C) Costul infrastructurii ingineresti

Lucrările de construcție includ:

- construcția fundațiilor;
- construcția și completarea punctului (centrului) de comandă;
- construcția căilor de acces și comunicații.

Costul infrastructurii electrice include:

- costul posturilor de reglare a tensiunii;
- costul liniei electrice de 10 kW de legătură cu rețeaua publică;
- montarea cablurilor de putere și a celor de comandă.

Costul lucrărilor de proiectare, asigurare inginerescă și de management al construcției include de asemenea cheltuielile pentru:

- investigații geologice ale terenului și efectuarea unui studiu;
- investigații, inclusiv experimentale, privind potențialul energetic eolian în zona amplasamentului;
- preproiectarea și proiectarea centralei.

Cheltuielile legate de crearea infrastructurii ingineresti sunt estimate la etapa de proiectare a centralei prin elaborarea devizului construcției, ținând cont de condițiile locale, inclusiv de prețul forței de muncă.

Pentru aprecieri tehnico-economice se utilizează, de regulă, rezultatele generalizate după prototip. Costul total al lucrărilor de proiectare și construcție, precum și al utilajelor centralei eoliene (cu excepția aerogeneratoarelor) se apreciază la 15 – 30% din costul total al centralei.

În cazul Republicii Moldova poate fi acceptată cifra minimă de 15%, dat fiind costul redus al forței de muncă și luând în considerație faptul că atât lungimea căilor de acces, cât și cea a liniilor de conectare la rețeaua publică a eventualelor centrale eoliene va fi mică (< 10 km) drept urmare a faptului că rețelele de drumuri și cele electrice în republică sunt destul de dezvoltate.

D) Exemplu de calcul

Se consideră o centrală eoliană cu puterea nominală de 3 MW amplasată în nemijlocita apropiere de stația meteorologică din Ceadâr-Lunga. Se examinează trei variante de utilare cu aerogeneratoare:

Varianta 1: 12 aerogeneratoare AG1 cu $P_N = 250$ kW;

Varianta 2: 5 aerogeneratoare AG2 cu $P_N = 600$ kW;

Varianta 3: 3 aerogeneratoare AG3 cu $P_N = 1000$ kW.

Calcululele sunt prezentate în tabelul 3.10.

Tabelul 3.10. Costul componentelor investițiilor capitale în construcția unei centrale eoliene de 3 MW.

Nr.	Componenta investițiilor	Costul în mii euro		
		AG1	AG2	AG3
1.	Tipul aerogeneratorului	AG1	AG2	AG3
2.	Numărul aerogeneratoarelor	12	5	3
3.	Costul aerogeneratoarelor	2935	2800	3354
4.	Costul suplimentar pentru transport, montaj, ajustare și dare în exploatare	220	210	235
5.	Costul infrastructurii ingineresti	540	540	540
6.	Investiții capitale totale în construcția CE: (6)=(3)+(4)+(5)	3695	3520	4129
7.	Costul investițiilor la 1 kW putere instalată: (6)/3000, în euro/kW	1232	1176	1376

Rezultatele obținute se află în deplină concordanță cu costurile, privind structura investițiilor capitale.

3.1.4.4. Estimarea cheltuielilor curente

La producerea energiei electrice cheltuielile curente includ:

- costul combustibilului (în cazul centralelor eoliene acesta nu se utilizează);
- mijloacele financiare necesare pentru deservire și reparații;
- cheltuielile bancare (plata dobânzii bancare), pentru arenda pământului (amplasamentul).

De regulă, la aprecierea prealabilă a eficienței economice a centralelor eoliene se recomandă [17] o rată anuală a cheltuielilor de întreținere și reparație la nivelul de 1-2% din costul investițiilor capitale în construcția centralei.

În [18] cheltuielile de exploatare și întreținere sunt apreciate la nivel de 25 euro/kW/an în cazul instalațiilor de 200 kW și de cca 15 euro/kW/an pentru mașini de 500 kW.

În ambele cazuri, se obțin rezultate cvasi identice.

3.1.4.5. Evaluarea eficienței economice a centralelor eoliene în condițiile Republicii Moldova

Mai mulți factori ne fac să credem că, în condițiile Republicii Moldova, o răspândire mai mare vor avea centralele eoliene relativ mici, cu puterea instalată de 3-8 MW. Printre acești factori poate fi numit, în primul rând, cel financiar. Va fi greu de investit o singură dată mai mult de 10 milioane euro din împrumuturi externe sau din acumulări interne. Un alt factor poate fi repartizarea uniformă a utilizatorilor cu puterea instalată relativ mică. Dacă dorim să obținem cel mai mare efect de la energetica eoliană, centralele trebuie să fie amplasate în imediata vecinătate a consumatorilor.

În tabelul 3.11 sunt prezentate rezultatele calculelor indicatorilor economici pentru o eventuală centrală eoliană construită în apropierea orașelului Ceadâr-Lunga, pentru al cărui amplasament sunt cunoscute condițiile de vânt (fig. 3.5). Se examinează trei variante de dotare a centralei cu aerogeneratoare (tab. 3.11). Calculele au fost efectuate presupunând că durata de viață a utilajelor principale $T_s = 15$ ani; rata de actualizare $i = 0,1$ – tipică pentru obiective energetice; rata cheltuielilor anuale pentru exploatare și reparații $a_e = 0,01$ din investițiile capitale.

În aceste condiții, costul de producere al energiei electrice va constitui 0,0508-0,067 euro/kWh în funcție de varianta de completare cu aerogeneratoare.

Se poate observa că eficacitatea cea mai înaltă se obține în cazul utilizării aerogeneratoarelor cu puterea nominală de 0,6 MW fiecare, urmate de generatoarele de 1 MW. Investițiile capitale în acest caz sunt maxime, dar datorită volumului mai mare de energie produsă anual prețul de cost al energiei electrice este mai mic. Variantele de calcul 2 și 3 nu diferă cu mult după toți indicatorii economici.

Este cunoscut faptul că la stabilirea prețului de cumpărare și a tarifelor de livrare a energiei electrice se iau în considerație mai mulți factori, inclusiv sociali și politici.

Asupra prețului de cumpărare va influența mult și factorul de timp. De exemplu, în majoritatea țărilor se operează majorări esențiale (până la 30%) dacă energia se produce în orele de vârf și în lunile de sarcină maximă (decembrie – februarie). Graficul diurn și sezonier al vântului în Republica Moldova este favorabil în acest sens. Viteze mai mari ale vântului se înregistrează între orele 7-9 dimineața și între 14-18 post meridian; cea mai mare intensitate a vântului se observă în lunile ianuarie-februarie, adică tocmai în perioada în care cererea de energie este maximă.

Tabelul 3.11. Rezultatele calculelor indicatorilor economici pentru o centrală eoliană de 3MW.

Nr.	Parametru, indicator, criteriu	Varianta		
		1	2	3
1	Capacitatea instalată a CE, MW	3	3	3
2	Tipul aerogeneratorului (tab. 3.8)	AG1	AG2	AG3
3	Puterea nominală AG, kW	250	600	1000
4	Numărul aerogeneratoarelor	12	5	3
5	Factorul de utilizare a puterii nominale, k_u	0,304	0,372	0,42
6	Volumul de energie produs anual de centrală, mii kWh/an	7989	9776	11037
7	Volumul de energie produs W_a pe durata de viață actualizată a centralei, mii kWh	60742	74356	83947
8	Perioada de viață actualizată a aerogeneratoarelor, T , ani	7,606	7,606	7,606
9	Investiția în CE (din tabelul 3.10), / mii euro	3753	3523	4117
10	Investiția specifică în CE, euro	1233	1276	1370
11	Cheltuielile anuale de exploatare, în unități relative, a_E	0,01	0,01	0,01
12	Cheltuielile medii anuale de exploatare, $C_{ex}=a_E \cdot I$, mii euro	37,5	35,2	41,7
13	Costul anual al investițiilor inițiale și al împrumutului, R_i , mii euro	492	461	539
14	Cheltuielile medii anuale CA, mii euro	529	496,2	581
15	Cheltuielile totale actualizate pe durata de viață a instalațiilor, CTA, mii euro	4024	3791	4429
16	Prețul de cost al energiei produse, C_N , în euro/kW	0,067	0,0508	0,0527
17	Tariful stabilit la energia livrată în sistem, în euro/kWh	0,07	0,07	0,07
18	Venitul brut anual obținut din livrarea energiei, V_{an} , în mii euro	559	684	772,6
19	Venitul net anual, V_N , în mii euro	521,5	648,8	730,9
20	Venitul brut total actualizat, VTA, în mii euro	4252	5203	5876
21	Venitul net actualizat, VNA, în mii euro	228	1412	1447
22	Durata de recuperare, T_{rec} , în ani	13,3	8,24	8,7
23	Rata internă de rentabilitate, RIR, în %	11,0	16,5	15,8

În Republica Moldova, până în prezent nu a fost elaborată o politică fermă în domeniul tarifelor la energia electrică. Prețurile de achiziție a energiei electrice în raport cu cele europene sunt foarte joase (0,20-0,39 lei/kWh), fapt ce se explică doar prin ratele foarte mici ale alocărilor la reconstrucția și la renovarea obiectivelor energetice. Starea centralelor și a rețelelor de transport în țară este deplorabilă. Multe dintre necesitățile financiare ale ramurii erau acoperite pe parcursul a mai multor ani din dotări de la bugetul de stat.

În [19] se examinează situația în ramura energiei din Ucraina, situație similară cu cea existentă în Republica Moldova. Conform concluziilor acestui studiu, efectuat de Institutul de Cercetări GOSNII, pentru a preveni o distrămăre completă a ramurii energetice în anii următori vor fi necesare investiții considerabile care ar putea fi acumulate doar în urma majorării anuale cu 4-8% a taxelor la energia electrică. Astfel, către anul 2010, tarifele la energia electrică ar putea atinge nivelul tarifelor medii actuale practicate în UE [18, 20].

Majorarea costului de producere a energiei electrice în anii viitori va fi impusă și de creșterea treptată a prețurilor pe piața mondială la combustibilii fosili.

Un alt factor foarte important, care ar putea determina firmele distribuitoare de energie electrică să accepte cumpărarea energiei electrice de la centrale eoliene la un preț mai ridicat este amplasarea acestora în nemijlocită vecinătate de consumatori ce se află la o mare distanță de centralele termoelectrice. Dacă, de exemplu, se va lua decizia de a construi centrale eoliene la sudul republicii și, respectiv la nord, aceste centrale ar acoperi o parte importantă din cererea de energie a orașelor și satelor din aceste regiuni. Astfel, nu va mai fi necesar de a transporta energie electrică de la vreo centrală din Ucraina sau de la CET-2 Chișinău. Totodată, ar fi evitate pierderile de transport și de transformare dublă a energiei la stațiile de ridicare și coborâre a tensiunii. Această componentă a cheltuielilor poate constitui 25-50% din prețul de livrare a energiei electrice.

La o eventuală introducere în prețuri a costurilor externe (tab. 3.12) [21] pentru energia electrică provenită de la centrale termoelectrice pe cărbune, gaze naturale sau petrol, producerea energiei electrice la centrale eoliene ar fi mai rentabilă în comparație cu cea obținută la termocentrale.

Tabelul 3.12. Costuri externe la producerea energiei electrice utilizând diferite tipuri de combustibili fosili, fisiunea nucleară și SER, în eurocenți/kWh

Țara	Cărbune și lignit	Petrol	Gaze naturale	Fisiunea nucleară	Biomasă	Energia eoliană
Germania	3 – 6	5 – 8	1 – 2	0,6	3	0,05
Danemarca	4 – 7	–	2 – 3	–	1	0,1
Spania	5 – 8	–	1 – 2	–	3–5	0,2
Franța	7 – 10	8 – 10	2 – 4	0,3	1	–
Olanda	3 – 4	–	1 – 2	0,7	0,5	–
Portugalia	4 – 7	–	1 – 2	–	1–2	0 – 0,15
Marea Britanie	4 – 7	3 – 5	1 – 2	0,25	–	0,15

Sursa [21]

În figura 3.13 sunt prezentate rezultatele calculelor privind dependența duratei de recuperare a investițiilor capitale T_{rec} de tariful de livrare a energiei T_W , calculat pentru varianta a doua (cu aerogeneratoare AG2). Dacă la un tarif de 0,06 euro/kWh recuperarea investițiilor are loc în 10,4 ani, la tariful de 0,08 euro/kWh termenul de redobândire a investițiilor se va reduce până la 6,7 ani.

Cu titlu de concluzie, vom menționa că în zona de sud a republicii au fost evidențiate numeroase amplasamente cu condiții de vânt mai bune decât cele ale amplasamentului examinat mai sus și, implicit, cu eventuali indicatori economici superiori.

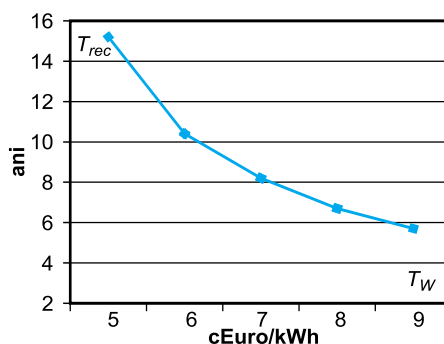


Figura 3.13. Durata de recuperare a investițiilor capitale T_{rec} în funcție de tariful de livrare a energiei T_W

3.1.5. Evaluarea beneficiilor de mediu în urma implementării energiei eoliene

3.1.5.1. Aspecte generale

În paragrafele precedente s-a examinat aspectul tehnico-economic al utilizării energiei eoliene în condițiile meteorologice ale Republicii Moldova. S-a constatat că pe teritoriul republicii există destule zone cu condiții favorabile pentru construcția de centrale (ferme) eoliene în bază de aerogeneratoare cu puterea unitară de 600-1000 kW, care ar putea produce energie electrică la prețuri convenabile, competitivă cu cea generată la termocentrale, îndeosebi la cele, care abia urmează a fi construite.

În aceste condiții, pentru a putea scoate în evidență avantajele și dezavantajele surselor de energie eoliană în comparație cu cele clasice, acestea trebuie să fie examinate prin prisma multitudinii de factori sociali, politici și de mediu care – în mod direct sau indirect – vor genera fie beneficiu, fie pierderi atât pentru persoane private, dar, mai ales, pentru societate în ansamblu.

Printre factorii de mediu trebuie relevați următorii, ca cei mai importanți:

- cantitatea emisiilor de gaze cu efect de seră, care cauzează schimbarea climei;
- cantitatea de oxizi SO_2 , NO_x , praf, zgură și alți poluanți;
- înstrăinarea terenurilor agricole;
- poluarea fonică și electromagnetică a spațiului înconjurător;
- schimbarea landşaftului;
- impactul ecologic (asupra florei și faunei).

3.1.5.2. Beneficiul de mediu

Fiecare kWh de electricitate produsă la o fermă eoliană înlocuiește un kWh produs la o centrală termoelectrică în urma arderii unei cantități oarecare de combustibil organic (cărbone, petrol sau gaze naturale). În aceste condiții, este ușor de estimat cantitatea de gaze poluante evitată datorită utilizării energiei eoliene.

Normele de emisii specifice la producerea energiei electrice la CET-uri sunt cunoscute (tab. 1.2). Urmează a determina doar cantitatea de energie eoliană care se așteaptă a fi produsă și folosită în țară.

Deși, în Republica Moldova, încă nu a fost elaborat un program concret privind implementarea energiei eoliene, anumite previziuni optimiste pot fi făcute. Se va porni de la condiția de stabilitate a sistemului energetic, care limitează cantitatea de energie eoliană acceptată într-un sistem energetic. Energia electrică produsă de o centrală eoliană este de o calitate proastă, având parametrii și, în primul rând, puterea instantanee, variabili. Centrala eoliană va livra energie electrică spre rețea în funcție de potențialul energetic al vântului. Celelalte surse de energie (termocentralele) trebuie să acopere în permanență diferența dintre cererea de energie și energia furnizată de centralele eoliene. Se consideră [23] că

dacă cota centralelor eoliene nu depășește 20% din capacitatea generatoare totală, sistemul va funcționa în mod stabil, asigurând parametrii-standard ai energiei livrate consumatorilor. În aceste condiții, luând în considerație coeficientul de utilizare a puterii instalate al aerogeneratoarelor, putem constata că, fără dificultăți pentru sistemul energetic al republicii în componența acestuia ar putea funcționa centrale eoliene cu cota-parte a energiei produse de cca 10 la sută din volumul total al energiei utilizate anual.

Dacă, de exemplu, Republica Moldova și-ar propune, ca sarcină strategică, să acopere, către anul 2010, cu energie electrică eoliană 10% din cererea internă (8,60 trilioane kWh), *cantitatea de emisii de CO₂ evitată anual ar constitui 735 mii tone.*

Concomitent, s-ar obține și o reducere considerabilă a emisiilor de SO₂ și NO_x, care au un impact negativ considerabil asupra pădurilor, culturilor agricole, în general, asupra vegetației și în particular asupra speciilor pe cale de dispariție. Considerând că daunele cauzate de emisiile de SO₂ și NO_x se cifrează la 6000 euro/tonă [18], *beneficiul economic de pe urma evitării emisiilor menționate va constitui cca 27,2 milioane euro pe an.*

Înlocuind o parte din energia electrică produsă la centralele termoelectrice cu energie produsă din vânt, *se va reduce importul anual de combustibili fosili cu 282 mii tone de combustibil fosil convențional, ceea ce se va răsfrânge pozitiv asupra gradului de securitate energetică a statului.*

Tabelul 3.13. Evitarea emisiilor de gaze cu efect de seră în urma folosirii energiei eoliene.

Parametru	Cantitatea, anul 2010
Energie eoliană produsă, în milioane kWh/an	860
Emisii evitate, în mii tone/an, inclusiv:	
de CO ₂	735
de SO ₂	2,46
de NO _x	2,08

Implementarea energeticii eoliene este însoțită și de unele efecte negative cum ar fi: poluarea fonică și electromagnetică, înstrăinarea terenurilor agricole și schimbarea landşaftului.

Turbinele eoliene contemporane sunt de viteză joasă (20-40 turații pe minut), iar aerodinamica lor este proiectată foarte riguros, urmărind scopul reducerii la minim a nivelului de zgomot.

În figura 3.14. este prezentată dependența dintre nivelul zgomotului și distanța de la turn, caracteristică pentru o turbină eoliană de 1 MW. La o anumită distanță, funcționarea turbinei nu este sesizată. Dacă la 40 m de la turnul instalației eoliene zgomotele nu depășesc 50-60 decibili (dB) – nivel caracteristic pentru o convorbire obișnuită, la 500 m de la ferma eoliană cu mai multe turbine în interiorul unei clădiri nivelul de zgomot este de 35 dB, nivel caracteristic pentru un centru comercial. Se poate constata că efectele sonore ale

centralelor eoliene sunt net inferioare în comparație cu cele înregistrate pe autostrăzile care traversează majoritatea orașelor.

Poluarea electromagnetică, ce poate influența sistemele de telecomunicație, se constată doar în cazul folosirii turbinelor cu pale metalice. Actualmente, la fabricarea palelor, îndeosebi a celor de puteri mari, se folosesc materiale nemetale – rășini, fibre din sticlă și mase plastice. Astfel, problema poluării electromagnetice a fost înlăturată.

În cazul centralelor (fermelor) eoliene suprafața necesară pentru amplasarea acestora este mult mai redusă în comparație cu terenurile retrase din fondul funciar pentru electroenergetica clasică. Pentru a obține un GWh de energie electrică, timp de 30 ani va fi necesar un teritoriu cu suprafața de 200-1335 m² în cazul centralei eoliene și, respectiv, de 3642 m² la producerea aceleiași energii la o centrală clasică [18]. Către 2005 Danemarca planifică să dispună de un complex de ferme eoliene cu aproximativ 1000 turbine amplasate pe un teritoriu de cca 100 km² și care vor produce 10% din totalul de energie electrică consumată în țară. De notat că doar 2% din acest teritoriu vor fi ocupate de fundațiile turnurilor.

Se consideră că până la 90% din teritoriul ocupat de o fermă eoliană poate fi utilizat pentru lucrări agricole sau pășunat. N-au fost observate oarecare efecte ce ar demonstra că funcționarea turbinelor eoliene influențează negativ asupra stării sau productivității animalelor domestice sau asupra sănătății personalului care s-a aflat un timp îndelungat în apropierea acestora.

Aspectul fermelor eoliene are o importanță ce nu trebuie neglijată. Reacția la forma aerogeneratoarelor este subiectivă, dar aceasta contează la formarea opiniei publice. Ferma eoliană poate completa sau schimba imaginea landşaftului local. Este deja recunoscut faptul că aerogeneratoarele cu turn din țevă conică sunt mult mai atrăgătoare decât cele cu turn în formă de fermă de metal profilat.

Desingul și culorile reușite pot să-i confere acestui obiectiv pur energetic un aspect agreabil. Astfel, pe lângă faptul că sunt generatoare de energie “curată”, fermele eoliene moderne sunt atractive prin valoarea lor estetică.

3.1.5.3. Efecte sociale

Diversele studii confirmă faptul că energetica eoliană este preferabilă în ceea ce privește capacitatea ei de creare a locurilor de muncă, în comparație cu centralele electrice cu combustibili fosili și cele nucleare. Generarea energiei eoliene este, în general, descentralizată și are loc la scară mică, iar fabricarea palelor și a altor componente necesită o manoperă calificată pentru a se asigura calitatea

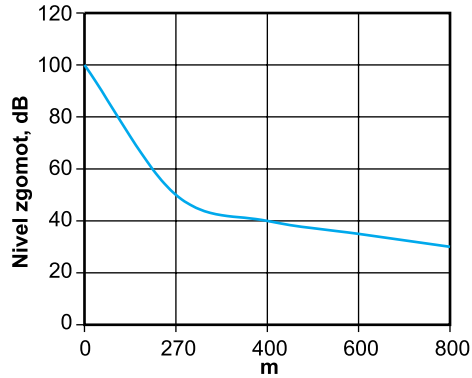


Figura 3.14. Dependența nivelului de zgomot de distanța de la turnul unui aerogenerator cu puterea de 1MW.

corespunzătoare. Potrivit estimărilor Asociației Europene de Energie Eoliană, de regulă, o capacitate de energie eoliană de 1 MW creează locuri de muncă pentru 15-19 persoane, în actualele condiții ale pieței europene presupunându-se că cifra în cauză s-ar putea dubla în țările cu o intensă utilizare a manoperei.

Conform acestei supoziții, la o putere instalată de 300 MW a viitoarelor centrale eoliene, în republică ar putea fi create 4500-9000 noi locuri de muncă, în temei la sate, unde șomajul a atins cote alarmante.

Totodată, ar apărea posibilități de participare atât în procesul de fabricare a utilajelor pentru centralele eoliene, cât și la montarea și exploatarea acestora a firmelor mici, bazate pe capital privat sursele bugetare ale organelor publice locale.

Drept exemplu poate servi Danemarca, unde promovarea fermelor eoliene se bazează pe un model descentralizat, având în centrul său comunitățile. În această țară instalațiile sunt construite de companii, finanțate de antreprenori și utilizate de fermierii locali. Spre deosebire de marile proiecte energetice tradiționale, desfășurate de corporații cu sedile în întreaga lume, varianta daneză a mărit veniturile micilor întreprinzători și a creat locuri de muncă în comunități.

Creșterea cotei SER în energetica țării ar putea contribui considerabil la consolidarea securității statului. Astfel, evoluția sistemului energetic ar depinde mai puțin de capriciile companiei GAZPROM, în prim-plan fiind puse interesele economice și politice ale statului.

Implementarea surselor de energie regenerabilă ar avea de asemenea și o influență pozitivă asupra opiniei publice, care ar conștientiza necesitatea de a ocroti mediul ambiant și de a consuma rațional resursele energetice.

3.1.5.4. *Riscuri*

La realizarea proiectelor de investiții în construcția de centrale energetice eoliene pot apărea următoarele riscuri, care ar diminua efectul economic prognozat.

În mod general, instituțiile financiare examinează patru tipuri de riscuri: politice, valutare, de creditare și riscurile realizării proiectului.

1. *Riscul politic* corespunde grupului de riscuri controlat de conducerea țării. Un astfel de risc poate apărea, de exemplu, la modificarea legislației în vigoare a țării, a tipului de proprietate etc.
2. *Riscul valutar* ar putea deriva din cel politic – în urma devalorizării monedei naționale etc.
3. *Riscul creditar* survine ca urmare a incapacității cumpărătorului de a plăti pentru marfa procurată, sau a diminuării cererii, în cazul dat, la energie electrică.
4. *Riscul realizării proiectului* e posibil în urma unor evenimente sau cauze care ar împiedica executarea proiectului, inclusiv a cazurilor de forță majoră.

Primele trei tipuri de risc vor fi minime în cazul unei stabilități politice în țară, având în vedere interesul deosebit manifestat de conducerea țării față de energetică și, în special, atenția acordată problemelor dezvoltării filierei de SER.

Riscul realizării proiectului trebuie examinat în detalii, făcând comparație cu proiectele analoge desfășurate în energetica tradițională (de exemplu, construcția unei centrale termoelectrice).

Pe lângă riscurile de bază, ar putea surveni și alte riscuri, precum ar fi:

Riscul ecologic, care presupune creșterea cheltuielilor legate de protecția mediului. Acest risc este exclus, dat fiind faptul că centrala eoliană este o sursă de energie “curată” în regim reglementat, precum și în caz de avarie.

Riscul social. În acest caz, centrala electrică eoliană (CEE) este examinată ca sursă potențială de traumatism în producție. La CEE există foarte puține locuri de contact al personalului cu elementele rotitoare, electrice, cu temperatură înaltă sau altele care ar putea fi cauza traumatismelor. Urmând regulile prescrise de protecție, riscul traumatismului la CEE se reduce la minim, fiind de zeci de ori mai mic în comparație cu cel existent la centralele termoelectrice.

Riscul tehnologic și riscul de transport este examinat ca risc al reducerii producției de energie din cauza lipsei de combustibil, apă și a altor consumabile. Acest risc este minim în comparație cu cel de la CET-uri, fiindcă la centralele electrice eoliene nu există consum de combustibili sau apă tehnologică. Nu apare nici riscul transportului, în lipsa căruia centrala nu ar putea fi asigurată cu combustibil.

Riscul de producție este legat de reducerea volumului de produs finit (energie electrică) din cauza ieșirii din funcțiune a agregatelor sau a infrastructurii electrice. Agregatele eoliene fabricate actualmente au depășit toate situațiile de rodaj specific mostrelor experimentale. Firmele producătoare de agregate eoliene dau garanții pentru producția lor, identice cu cele ale utilajului pentru termoelectrocentrale.

Riscul energetic eolian, în cazul centralei electrice eoliene are cea mai mare pondere. O reducere substanțială a producerii de energie este posibilă la aprecierea incorectă a vitezei medii a vântului sau a repartizării acestuia pe gradații. Reducerile pot fi cauzate și de schimbările considerabile ale condițiilor de vânt care au loc în unii ani.

Acest risc poate fi redus punând la baza calculelor energetice date sigure multianuale despre viteza și roza vânturilor, inclusiv date obținute prin măsurători de lungă durată pe locul de amplasare a centralei.

Riscul de forță majoră poate apărea în cazul unor circumstanțe neordinare de tipul înghețurilor cu lapoviță puțin caracteristice pentru regiunea noastră, dar care au cauzat deteriorarea Rețelelor Electrice de Nord în toamna anului 2000. Probabilitatea apariției acestor situații este destul de mică.

3.2. Studiu de fezabilitate privind implementarea energiei solare în Republica Moldova

3.2.1. Aspecte tehnologice cu privire la conversiunea energiei solare

3.2.1.1. Tipurile de conversiune a energiei solare în energie secundară

Sunt cunoscute patru tipuri de conversiune a energiei solare: termică, electrică, chimică și mecanică.

Conversiunea termică semnifică transformarea directă a radiației solare în energie termică stocată în energia internă a unor substanțe lichide, gazoase sau solide, numite substanțe de lucru. Energia termică acumulată poate fi folosită direct pentru încălzire, uscare etc., sau indirect printr-o conversiune secundară în alt tip de energie – mecanică sau electrică.

Conversiunea electrică utilizează proprietățile unor materiale semiconductoare de a transforma direct energia radiantă în energie electrică de curent continuu.

Conversiunea chimică sau fotochimică permite stocarea energiei solare în energie chimică. Cel mai eficient proces fotochimic este fotosinteza prin care plantele verzi sintetizează substanțe organice. Prin arderea acestora energia chimică stocată se reconverteste în energie termică ce poate fi utilizată direct pentru încălzire sau indirect în mașini termice.

Conversiunea mecanică este un proces de transformare directă a energiei solare în energie mecanică, printr-un transfer de impuls între fotoni și organul de lucru sau indirect cu ajutorul motoarelor solare în care energia solară se transformă în energie mecanică prin intermediul energiei termice.

Menționăm că, din cele patru tipuri de conversiune a energiei solare, conversiunea termică și cea electrică sunt cele mai folosite pe plan mondial, având un grad avansat de perfecțiune tehnică, tehnologică, o piață dezvoltată de desfacere și perspective economice.

3.2.1.2. Conversiunea termică a energiei solare

Conversiunea termică este cea mai veche și cea mai răspândită formă de utilizare a energiei solare. Orice suprafață neagră expusă razelor (numită suprafață captatoare) transformă energia solară în căldură. Pentru ameliorarea eficienței captatorului și transportarea energiei se utilizează un lichid sau un gaz, numit caloportor, care extrage căldura de la captator. În unele sisteme energia solară se transformă în căldură și este utilizată imediat, în altele – are loc stocajul sau transformarea energiei termice în energie electrică.

Captatori solari la temperatură joasă și medie. În această categorie sunt incluse sistemele de conversiune a radiației difuze și directe în energie termică la temperaturi de până la 150 °C. De obicei, acești captatori includ următoarele elemente:

- O placă sau o suprafață absorbantă care transformă radiația solară în căldură;
- Un circuit caloportor lichid sau gazos care extrage căldura de la placa absorbantă și o transportă în punctul de utilizare sau rezervorul de stocare;
- Una sau mai multe suprafețe transparente pentru radiația solară, dar opacă în gama de radiație infraroșie. Suprafața transparentă se mai numește vitraj;

- Izolarea termică a plăcii absorbante în părțile laterale și inferioare;
- Rezervorul pentru stocarea energiei termice;
- Carcasa pentru asamblarea elementelor.

În principal, se utilizează două tipuri de captatoare: *plan și cu tuburi vide*. Captatorul plan este folosit pentru încălzirea apei sau aerului, are o construcție simplă, placa absorbantă este executată din metal sau material plastic prin care circulă caloportorul. Aceste sisteme pot furniza apă sau aer cald pentru necesități sanitare, încălzirea piscinelor, spațiilor locative și comerciale, ventilare și climatizare, deshidratarea produselor agricole, în tehnologiile industriale de joasă temperatură. Mai frecvent, acest tip de captatoare e folosit pentru încălzirea apei până la temperaturi de 60°C, uscarea sau deshidratarea produselor agricole cu un randament de 40 – 60 %. Tehnologia captatoarelor plane este foarte avansată, prețurile fiind în continuă diminuare.

Captatorul cu tuburi vide este o construcție mai recentă în care izolația termică este vidul de un grad avansat din interiorul tubului unde se află și placa absorbantă. Randamentul acestuia este de 50-70%, asigurându-se încălzirea lichidului caloportor până la 150 °C. Costul acestor captatoare este de circa trei ori mai mare decât al acelor plane. De notat că sunt mai fragile, iar diminuarea vidului din tuburi duce la pierderea avantajului principal.

Uscătorii solare. Această tehnologie este una dintre cele mai vechi și mai utilizate în agricultură și în ramurile de prelucrare a produselor agricole. Uscarea fructelor și legumelor prin expunere directă la radiația solară se efectuează pe grătare speciale în straturi uniforme. Deși e cea mai simplă tehnologie, se cere o executare atentă a procesului pentru a proteja produsul de ploaie, praf, rouă, insecte etc. De aceea, mai recomandată este uscarea sub acoperiș transparent care, în afară de protecția produselor, intensifică procesul de uscare, realizând efectul de seră. Instalațiile sunt ieftine și ușor de construit, dar prezintă un șir de neajunsuri: productivitate mică, randament scăzut (15-20 %), imposibilitatea de a controla și dirija procesul, calitatea nesatisfăcătoare a produsului finit. Dezavantajele indicate lipsesc la instalațiile de uscare indirectă, în care are loc uscarea pur convectivă și se evită degradarea vitaminelor în fructe și legume și a substanțelor active din plantele medicinale. Aerul încălzit în captatorul plan, format din suprafața transparentă și cea absorbantă, este vehiculat de un ventilator acționat de un motor electric sau eolian și direcționat în camera de uscare. Calitatea produsului uscat este net superioară, durata de uscare se micșorează de 1,7–2 ori în comparație cu tipul necesar pentru uscarea directă. Această tehnologie poate fi folosită și pentru uscarea fânului, cerealelor, nucilor, deșeurilor din industria de prelucrare a produselor agricole - tescovină, borhot de sfeclă și măr, sâmburi de caise, piersici, prune etc.

Distilării solare. Energia solară se utilizează direct pentru evaporarea apei de mare sau a apei cu un conținut sporit de săruri (caracteristic pentru zona de sud a RM). Razele solare traversează suprafața transparentă, încălzesc și evaporază apa sărată din rezervor. Ridicându-se, vaporii se condensează pe suprafața interioară transparentă răcită prin convecție de aerul ambiant. Condensatul se scurge pe suprafața interioară în jgheabul de colectare.

Această tehnologie se utilizează în regiuni izolate, unde nu există alte surse de apă potabilă. În condiții bune de radiație solară, de circa 5-6 kWh/m².zi, productivitatea de apă potabilă este de 4 l/m² de captator, ceea ce corespunde unui randament de 40 – 50 %.

Bucătării solare. Este vorba de niște instalații solare care funcționează la temperaturi de 125-200 °C. Se utilizează următoarele trei categorii:

- *Bucătărie – ladă* dotată cu vitraj dublu și oglinzi reflectoare plane, asigurându-se o concentrare slabă a radiației. În jurul amiezii se poate obține o temperatură de 140 – 150 °C.
- *Bucătărie cu colector plan* cu suprafață selectivă sau cu tuburi vide echipat și cu oglinzi reflectoare. Circuitul caloportor este alimentat cu ulei. Se ating temperaturi de 150 – 180 °C.
- *Bucătărie cu concentratoare.* Vasul pentru prepararea bucatelor este amplasat în focarul unui concentrator, care asigură conversia termică doar a componentei directe de radiație solară. Instalația necesită un sistem de urmărire a soarelui și poate asigura temperaturi de câteva sute de grade.

Captatori solari la temperaturi înalte. Temperaturi înalte, de câteva sute și chiar mii de grade, pot fi obținute prin concentrarea radiației solare, care constă în direcționarea printr-o metodă oarecare a radiației solare captate pe o suprafață reflectoare către o altă suprafață, mai mică, numită receptoare, unde se și realizează conversia termică. Captatorii cu concentrarea radiației solare sunt dotați cu dispozitive de urmărire a soarelui fie după o singură coordonată, fie după două. Această tehnologie se utilizează în diverse procese industriale (de exemplu, pentru topirea și producerea metalelor pure), producerea energiei electrice, hidrogenului, vaporilor de apă etc. Din varietatea foarte mare de concentratori îi vom menționa pe următorii trei care sunt utilizați mai frecvent:

- *Concentratorii cilindro-parabolici* asigură un factor de concentrare de 40–80 % și temperaturi de până la 500 °C. Lichidul caloportor circulă printr-o țevă ce se află în focarul cilindrului parabolic. Urmărirea soarelui se efectuează după o singură coordonată – unghiul de înălțare. Aceste tip de concentratoare sunt comercializate pe piață, cele mai răspândite fiind instalațiile firmei “Luz International” care, în anii ’90 ai veacului trecut, a instalat în California (SUA) 9 centrale electrice cu o putere totală de 360 MW putere electrică [24]. Costul mediu al sistemelor “Luz” este de 2500 \$/kW instalat, costul energiei electrice – 0,15 \$/kWh. Experiența acumulată de “Luz International” demonstrează o posibilă producere de energie electrică la un preț competitiv în țările cu un nivel sporit de radiație solară.
- *Concentratorii paraboloidali* utilizează un reflector paraboloidal cu urmărirea soarelui după două axe. Radiația directă este concentrată într-un singur punct, factorul de concentrație atingând valori de până la 10 000, temperatura receptorului fiind mai mare de 1000 °C. Energia termică este captată de un lichid caloportor și transportată spre un ciclu termodinamic pentru a produce energie electrică sau este transformată în energie electrică direct în punctul focal, utilizându-se motoare Stirling. În cazul acestei tehnologii e necesar de a continua cercetările asu-

pra motoarelor Stirling, schimbătoarelor de căldură în punctul focal, suprafețelor reflectoare cu scopul diminuării costurilor și ridicării eficienței pe durate lungi de funcționare.

- *Captator central cu heliostate.* Punctul focal sau, altfel vorbind, receptorul este situat pe un turn amplasat în centrul unui câmp de oglinzi reflectoare teleghidate, numite heliostate. Un calculator efectuează comanda fiecărui heliostat astfel ca energia reflectată spre receptor să fi maximală pe parcursul zilei. Asemenea instalații sunt comparabile după putere cu centralele electrice care funcționează pe combustibil fosil. Se consideră că puterea de 100 MW ar fi optimă și ar asigura producerea energiei electrice la un preț de 0,05 \$/kWh la un factor de utilizare a capacității instalate de 60%. În prezent, cea mai mare centrală solară cu heliostate are puterea de 10 MW (Solar One, SUA). Costul energiei electrice produse la această centrală este de 0,1 \$/kWh, factorul de utilizare a capacității instalate - 38 %. Se proiectează o centrală cu o putere de 100 MW amplasată în Iordania (programul PHOEBUS) [25].

3.2.1.3. *Conversiunea electrică a energiei solare*

Conversiunea electrică a energiei solare se efectuează fără trecerea prin stadiul intermediar de energie mecanică. Prin urmare, instalația de conversiune nu va conține piese în mișcare, fiabilitatea sistemului va fi mare, iar cheltuielile de întreținere – mici. Conversiunea se bazează pe trei efecte fizice: termoionic, termoelectric și fotovoltaic. Cel mai înalt grad de dezvoltare sub aspect tehnic, tehnologic și comercial a atins conversiunea fotovoltaică (PV). Nu întâmplător revista engleză *The Economist* din 31 august 1991 menționa referitor la conversiunea PV a energiei solare: “Din toate sursele alternative de energie – vântul, valul de mare, maree, geotermală – probabil cea mai promițătoare conversiune a energiei solare în electricitate este cea fotovoltaică”.

Celula PV produsă pe baza materialului semiconductor este componenta principală a unui generator fotovoltaic. Sub acțiunea radiației solare se creează un câmp electric care produce purtători de sarcină pozitivi și negativi ce pot fi separați și colectați pe părțile laterale ale celulei. În consecință, celula PV se comportă ca un generator de curent continuu. În aplicațiile terestre cea mai mare răspândire comercială au celulele PV din siliciu cristalin și policristalin (80 %) și siliciul amorf (10 %). Industria electricității fotovoltaice se caracterizează în prezent prin cea mai mare rată de creștere. În anul 2000 producția mondială de module PV a crescut cu 44 %, iar puterea instalată în țările UE s-a majorat cu 29 % [26].

3.2.1.4. *Tehnologiile prioritare de conversiune a energiei solare pentru Republica Moldova*

Republica Moldova este la început de cale în ceea ce privește utilizarea energiei solare. Din considerente economice, sociale, de infrastructură a sistemului energetic și ambientale considerăm oportun ca, la prima etapă de valorificare a sursei solare, să se dea prioritate următoarelor tehnologii din cele menționate (fig. 3.15, 3.16):

- Încălzirea apei sanitare folosind captatorul plan;
- Uscarea produselor agricole folosind captatorul plan cu aer;
- Pomparea apei pentru irigarea mică folosind conversiunea fotovoltaică a energiei solare;
- Utilizarea sistemelor autonome de alimentare cu energie electrică foto-voltaică de către consumatori izolați și dispersați teritorial.

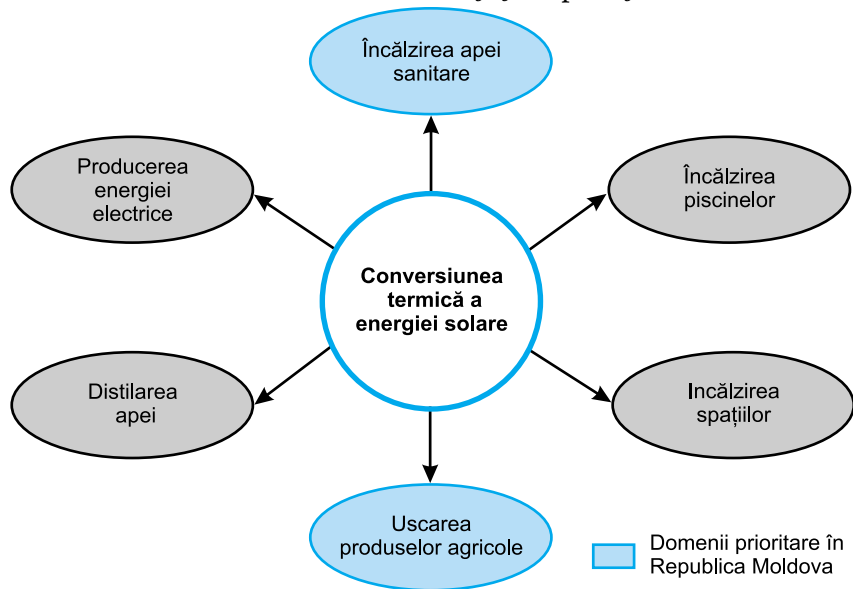


Figura 3.15. Domeniile de utilizare a conversiunii termice a energiei solare.

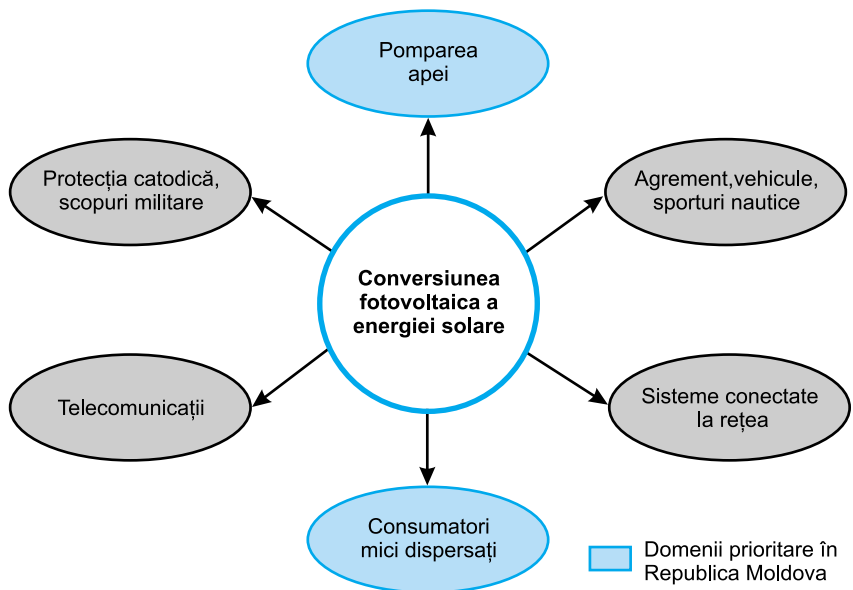


Figura 3.16. Domeniile de utilizare a conversiunii fotovoltaice a energiei solare.

3.2.1.5. Statutul actual și perspectivele de utilizare a tehnologiilor de conversiune a energiei solare la nivel european și mondial

a) Conversiunea termică a energiei solare pentru încălzirea apei

Obiectivul țărilor UE este de a asigura, către anul 2010, din surse regenerabile circa 12 % din consumul intern brut de energie. În 2000 această cifră a constituit 5,5 %.

Un loc important în acest program îl ocupă energia solară termică, în particular, sistemele cu captatoare plane pentru încălzirea apei. După anul 1993 se constată o rată de creștere anuală a numărului acestora de 14 %. Dacă se va păstra acest ritm de creștere, către anul 2010 se estimează o suprafață totală a captatoarelor de peste 87 mln. m² (fig. 3.17) [27]. În prezent, cinci țări din lume dispun de cele mai multe suprafețe de captatoare solare (tab. 3.14.).

În preajma anului 2010 două țări din Europa – Austria și Grecia – vor dispune de aproximativ 1 m² de captator solar pe cap de locuitor, ceea ce va asigura 60 % din necesarul total de apă caldă în Austria și, respectiv, 75 % - în Grecia.

Dacă e să abordăm subiectul cu privire la substituirea surselor fosile de energie și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES), aceasta înseamnă că în țările amintite vor fi realizate performanțele incluse în tabelul 3.15.

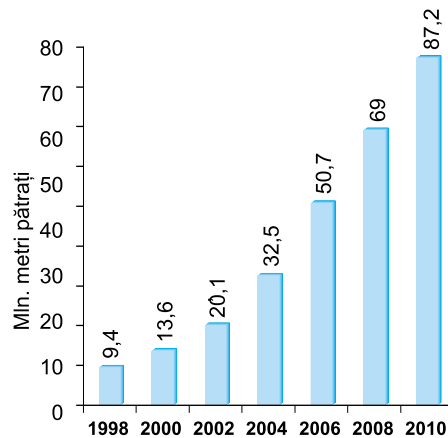


Figura 3.17. Suprafața totală a captatoarelor solare instalate în țările UE.

Sursa: Systèmes solaires. L'observateur des énergies renouvelables. Septembre-octobre 1999, nr. 133, mai-juin 2000, nr. 137.

Tabelul 3.14. Suprafața captatoarelor solare instalate (mln. m²), în unele țări ale lumii și estimările pentru anii 2005 și 2010.

Anul	S.U.A.	Japonia	Germania	Grecia	Austria
1998	8,9	6,5	2,6	2,5	1,9
2005	n.d	n.d	17,0	4,9	5,2
2010	n.d	n.d	55,0	9,8	10,4

Sursa: Systèmes solaires. Le journal des énergies renouvelables. Septembre-octobre 1999, nr. 133.

Tabelul 3.15. Rezultatele preconizate în urma implementării captatoarelor solare pentru încălzirea apei sub aspect de substituire a surselor fosile de energie și reducere a emisiilor de GES.

Țara	Suprafața captatoarelor solare, mln. m ² , anul 2010	Energie termică din sursa solară, kWh/an	Volumul de gaz natural substituit, m ³ /an	Reduceri de GES, t/an
Austria	10,4	6,0 · 10 ⁹	6,0 · 10 ⁸	1,4 · 10 ⁶
Grecia	9,8	7,0 · 10 ⁹	7,0 · 10 ⁸	1,7 · 10 ⁶

În țările UE industria captatoarelor solare pentru încălzirea apei a atins un înalt grad de dezvoltare tehnologică, aflându-se într-o continuă creștere, astfel încât în anul 2000 numărul angajaților în acest domeniu s-a cifrat la 15 000.

b) Conversiunea termică a energiei solare pentru uscarea produselor agricole

Uscarea solară a produselor agricole, una dintre cele mai vechi tehnologii de conservare, este și cea mai răspândită în lume. Peste 2600 de uscătorii solare, dintre care 800 în țările UE, funcționau la mijlocul anilor '90 în Europa de Vest și Centrală (fig. 3.18). Domeniile principale unde se folosesc uscătorii solare sunt: uscarea furajelor, produselor cerealiere, fructelor și legumelor, plantelor aromatice și medicinale. Cele 800 de uscătorii solare din țările UE cu o suprafață de captare de peste 200 000 m² permit substituirea a circa 1500 tep de combustibil fosil pe an și reducerea emisiilor de GES cu 5000 t/an [28].

Instalațiile pentru uscare sunt cele mai simple și mai ieftine și, în majoritatea cazurilor, pot fi asamblate de agricultori la locul de destinație. Este vorba de captatoare solare cu sau fără efect de seră, cu ventilație naturală sau artificială, utilizând un ventilator.

După modul de acțiune a radiației solare asupra produselor se deosebesc trei tipuri de instalații solare [6]:

- directe;
- indirecte;
- combinate.

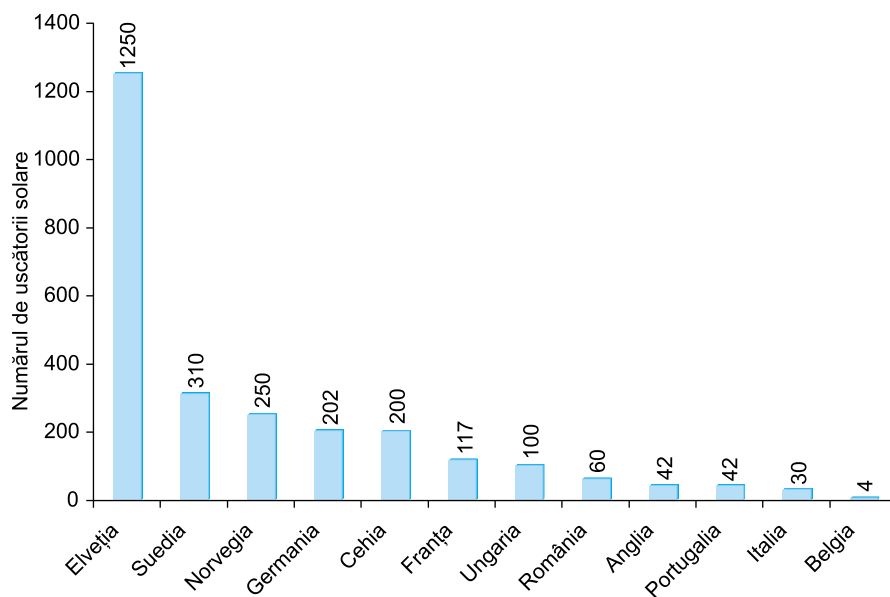


Figura 3.18. Numărul de uscătorii solare instalate în unele țări din Europa de Vest și Centrală.

Sursa: Séchage solaire des produits agricoles en Europe. Programme Thermie action nr.SE22, 1996.

În instalațiile directe razele solare acționează nemijlocit asupra produsului, amplasat pe grătare speciale. Pentru obținerea efectului de seră și pentru protejarea produsului de acțiunea mediului (praf, ploaie, insecte etc.) grătarele pot fi acoperite cu material transparent, de obicei – peliculă. Instalațiile directe sunt simple, ieftine, dar prezintă un șir de dezavantaje, cum ar fi: randament scăzut (0,15-0,20), productivitate specifică (kg/m^2) mică, imposibilitatea de a controla și dirija procesul (temperatura și viteza agentului de uscare), compromiterea parțială a produselor ca urmare a acțiunii directe a razelor solare etc.

Instalațiile indirecte, în care are loc uscarea prin convecție cu ajutorul aerului preîncălzit în captatoarele solare, sunt lipsite de majoritatea neajunsurilor indicate mai sus. Principalul lor avantaj constă în posibilitatea de a evita degradarea vitaminelor în fructe și legume, precum și a moleculelor sensibile în plantele medicinale.

Instalațiile combinate se folosesc pentru produse asupra cărora radiația solară directă nu manifestă o acțiune considerabilă. Ele posedă un randament și o productivitate cu mult superioare celor indirecte, prezentând o construcție cu acoperiș transparent (uneori, și pereții sunt transparenti) și cameră de uscare în care se introduce aerul preîncălzit.

În tabelul 3.16 sunt prezentate captatoarele uscătoriilor pentru produse agroalimentare utilizate pe larg în țările europene [28]. Ele pot fi folosite atât pentru instalațiile cu acțiune indirectă, cât și la cele combinate. Primele 4 tipuri pot fi realizate prin refacerea acoperișurilor construcțiilor existente. Celelalte pot fi reconstruite din serele și solariile, care nu sunt folosite pe timp de vară. Creșterea temperaturii aerului în aceste captatoare, conform [28], este de 15-20 °C.

c) Conversia fotovoltaică a energiei solare pentru pomparea apei și electrificarea descentralizată

În anul 2000 producția mondială de celule PV a crescut cu 44 %, iar puterea instalată în țările UE s-a mărit cu 29 %. Această tendință se va amplifica în anii

Tabelul 3.16. Tipuri de captatoare ale instalațiilor de uscare utilizate în țările europene.

Nr.	Construcția captatorului	Randamentul	Costul, \$ SUA/m ²
1	Acoperiș dublu cu canal de aer aspirat la o creastă și recuperat la o altă creastă	0,25-0,50	10-30
2	Acoperiș cu suprafață transparentă. Acoperișul servește și drept captator	0,20-0,35	20-30
3	Acoperiș dublu cu canal de aer aspirat prin deschizăturile dintre olane etc.	0,40-0,65	30-50
4	Captator cu efect de seră și absorbant poros integrat în acoperiș	0,40-0,60	40-50
5	Captator cu efect de seră transformat din solarium	0,15-0,20	4-6
6	Captator cu efect de seră cu absorbant poros transformat din solarium	0,30-0,60	5-8
7	Captator cu efect de seră cu două straturi de peliculă – una transparentă și alta neagră	0,30-0,50	5-7

următori, deoarece în noile programe naționale se implică din ce în ce mai mult marile companii petroliere (Shell, British Petroleum) [29,30]. În figura 3.19 este reprezentată evoluția producției mondiale de celule fotovoltaice. În situația în care se va păstra ritmul actual de producere a celulelor PV în UE, către anul 2010 capacitatea totală a acestora va atinge 1610 MW.

Concomitent cu creșterea volumului de producere are loc scăderea costurilor celulelor fotovoltaice. În tabelul 3.17 este redată dinamica costurilor în perioada 1990 – 1999. Pe o perioadă de 10 ani costul unui watt a scăzut de 2,35 ori [29]. În țările în curs de dezvoltare pot fi evidențiate două domenii principale de utilizare a energiei electrice PV: pomparea apei și electrificarea descentralizată. Drept exemplu în acest sens poate servi programul finanțat de UE “Programme Régional Solaire” [31], conform căruia au fost realizate 1254 instalații PV dintre care 49 % sunt destinate pentru pomparea apei și 51 % – pentru iluminatul sectoarelor locativ și social.

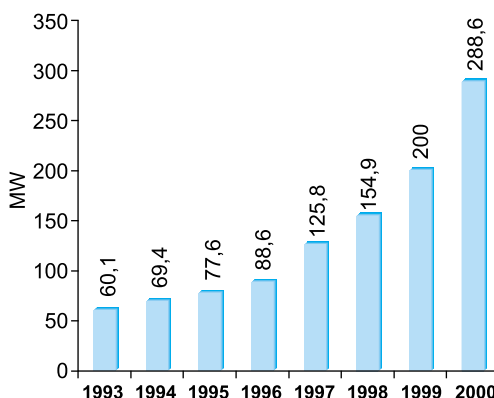


Figura 3.19. Evoluția producerii mondiale de celule fotovoltaice.

Sursa: Systèmes solaires. Le journal des énergies renouvelables. Mars-avril, nr. 136, 2000, Mars-avril, nr. 142, 2001

Tabelul 3.17. Dinamica costurilor celulelor fotovoltaice [33].

Anul	1990	1992	1994	1996	1998	1999
euro/W _c	7,76	6,74	5,82	4,47	3,76	3,3

3.2.1.6. Utilizarea energiei solare în Republica Moldova

Primele cercetări cu privire la utilizarea energiei solare în RM au fost efectuate la sfârșitul anilor '50 ai secolului trecut de către colaboratorii Institutului de Energetică al Academiei de Științe a RSSM. În acea perioadă au fost elaborate, montate și încercate primele instalații solare: o seră solară cu acumularea căldurii în sol, două instalații solare pentru încălzirea apei în taberele de odihnă din satele Condrița și Vadul lui Vodă. Dar, drept urmare a prețurilor extrem de reduse practicate la combustibilul fosil în acea perioadă și din lipsa unei politici consecvente de promovare a surselor de energie regenerabilă, implementarea la o scară mare a acestor instalații a fost stopată.

Lucrările de implementare a instalațiilor solare au reînceput în anii '80 odată cu producerea în serie a captatoarelor solare la câteva fabrici din fosta URSS. În perioada 1982-1990 instituțiile specializate “Ruralproiect”, “Urbanproiect”, “Agropromproiect” au proiectat instalații solare pentru încălzirea apei în următoarele obiective: casă de locuit cu 4 camere în s. Bucuria; grădiniță cu 90 de locuri în s. Hârbovet; grădiniță cu 90 de locuri în s. Berezchi; cămin pentru 240

de locuri în s. Novoselovca; grădiniță cu 160 locuri în s. Mălăiești; uscătorie solară pentru tutun în raionul Briceni ș.a.

Caracteristica unor instalații solare implementate în perioada 1982-1990 este prezentată în tabelul 3.18. Aceste instalații erau destinate, în principal, pentru încălzirea apei în perioada martie – octombrie. Suprafața totală a captatoarelor era de cca 12 mii m², fapt ce permitea substituirea a 1440 t.c.c. Majoritatea acestor instalații nu mai sunt exploatate din cauza calității proaste a captatoarelor, a coroziei și din lipsa lucrărilor de întreținere.

Începând cu anul 1993, în RM se produc instalații solare pentru încălzirea apei la întreprinderea "Incomaș" S.A. Până în prezent au fost implementate 140 de instalații cu o suprafață totală de 280 m². Caracteristica unor asemenea instalații este prezentată în tabelul 3.19.

Tabelul 3.18. Caracteristica instalațiilor solare implementate în RM în perioada 1982-1990

Denumirea obiectivului.	Aria captatoarelor solare, m ²	Anul instalării
Grădiniță, 160 locuri. S. Mălăiești, r. Criuleni.	70	1983
Grădiniță, 180 locuri. S. Teșcureni, r. Ungheni.	56	1985
Cămin, 240 locuri. S. Novoselovca, r. Orhei	235	1985
APC "Hibrid", sovhozul "Codru"	25	1987
Sovhozul "Albota"	17	1986
Sovhozul "Doina"	17	1987
MoldNIICS APC "Hibrid"	33	1986
Casa de odihnă "Dnestrovschi"	36	1985
Asociația "Inturist"	5	1985
Întreprinderea auto a motelului "Struguraș"	5	1985
Motelul "Struguraș"	85	1985

Tabelul 3.19. Caracteristica instalațiilor solare implementate de S.A. "Incomaș" în perioada 1993-2001.

Denumirea obiectivului	Numărul de captatoare	Aria captatoarelor, m ²
Baza de odihnă "Luceafărul", Vadul lui Vodă	4	5,76
Tabăra pentru copii, s. Ivancea	21	30,24
Piața centrală, mun. Chișinău	4	5,76
Combinatul de textile din Tiraspol	32	46
S.A. "Santehmontaj", Edineț	24	34,56
Cariera de piatră, Soroca	4	5,76
Regia "Autosalubritate", Chișinău	9	19,8
Piscina Institutului de Educație Fizică și Sport, Chișinău	12	26,4
Palatul republicii, Chișinău	32	46
Uzina de reparații auto, Chișinău	2	2,88

3.2.2. Estimarea potențialului disponibil de energie solară

3.2.2.1. Aspecte metodologice de evaluare

Pentru tehnologiile prioritare de conversiune a energiei solare s-a determinat potențialul disponibil de energie luând în considerație perioada de exploatare a instalațiilor solare și particularitățile radiației solare pe teritoriul RM. Datele cu privire la radiația solară pe o suprafață orizontală în condiții de nebulozitate medie și de cer senin au fost culese din publicațiile Serviciului Hidrometeo (paragraful următor).

Este cunoscut efectul de înclinație a captatoarelor solare în raport cu un plan orizontal care constă în majorarea radiației solare incidente pe planul captatorului sau în uniformizarea cantității de energie solară pe perioada “de interes”. Pentru instalațiile de încălzire a apei, uscarea produselor agroalimentare și pompare s-au determinat valorile medii lunare de energie solară disponibilă în perioadele respective de funcționare. În acest scop s-a utilizat metoda descrisă în [32] de J. Duffie și W. Beckman (1991):

1. Radiația globală pe un plan înclinat se determină cu ajutorul formulei

$$Q_\alpha = R \cdot Q, \quad (3.7)$$

unde R este raportul dintre radiația solară pe un plan înclinat Q_α și radiația solară pe un plan orizontal Q .

2. Dacă neglijăm componenta radiației solare reflectate de la suprafața solului, raportul R se determină cu expresia

$$R = \left(1 - \frac{D}{Q}\right) R_b + \frac{D}{Q} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right), \quad (3.8)$$

unde D/Q este raportul dintre radiația difuză și cea globală; β -unghiul de înclinație a captatorului față de suprafața orizontală; R_b -raportul dintre radiația directă pe o suprafață înclinată și radiația directă pe o suprafață orizontală. Se determină în funcție de latitudinea locului și unghiul de înclinație din tabelele [32].

3. Raportul D/Q se determină cu ajutorul relațiilor

$$\begin{aligned} \frac{D}{Q} &= 1,391 - 3,56 K_T + 4,189 K_T^2 - 2,137 K_T^3 \text{ pentru } \omega_s \leq 81,4^\circ, \\ \frac{D}{Q} &= 1,311 - 3,022 K_T + 3,427 K_T^2 - 1,821 K_T^3 \text{ pentru } \omega_s \geq 81,4^\circ, \end{aligned} \quad (3.9)$$

unde ω_s este unghiul orar de apunere a soarelui; K_T – raportul dintre radiația medie lunară globală pe suprafața terestră Q și radiația medie lunară Q_0 pe o suprafață extraterestră. Valorile lunare ale lui Q se culeg din publicațiile Serviciului Hidrometeo, iar ale lui Q_0 – din tabelele prezentate în [32].

Potențialul disponibil de energie solară pe un plan înclinat s-a calculat pentru diferite perioade de funcționare a instalațiilor. De asemenea, s-au calculat și unghiurile optime de înclinație a captatoarelor sau a modului fotovoltaic.

Drept criteriu de optimizare s-au ales valorile maxime ale radiației solare în lunile critice ale perioadei de exploatare în care radiația solară pe suprafața orizontală scade. Pentru instalațiile fotovoltaice de pompare s-a ținut cont de faptul că ele funcționează efectiv numai în orele de strălucire a soarelui. Rezultatele calculelor sunt expuse în paragrafele următoare.

3.2.2.2. Baze de date cu privire la radiația solară

Datele cu privire la radiația solară sunt disponibile în diferite forme. Cea mai amplă informație poate fi găsită în publicațiile [33-35]. O descriere sistematică a climei RM este prezentată în monografia [36] bazată pe datele măsurărilor meteorologice în perioada 1886-1975. Sunt descrise componentele radiației solare – directă, difuză și globală – pe o suprafață orizontală sau perpendiculară pe direcția razelor solare și durata de strălucire a soarelui. În cele mai multe cazuri informația este prezentată în următoarele forme:

- Radiația solară pe o suprafață orizontală sau perpendiculară în kWh/m² sau MJ/m² pentru o perioadă de timp – o oră, o zi sau o lună;
- Radiația solară instantanee sau densitatea de putere în W/m² măsurată de 5 ori: respectiv la 6³⁰, 9³⁰, 12³⁰, 15³⁰ și 18³⁰ în conformitate cu timpul mediu solar.
- Durata de strălucire a soarelui în ore sau valori relative ca raportul dintre durata reală de strălucire a soarelui și cea teoretică sau posibilă.

Informația cu privire la radiația solară este disponibilă pentru două cazuri de transparență a atmosferei: în condiții de cer senin (nebulozitatea 0-3 grade), care caracterizează radiația solară maximală posibilă, și în condiții de nebulozitate medie (3-7 grade).



Figura 3.20. Durata de strălucire a soarelui, h/an.

Sursa: Lasse G.F. Climat Moldavskoi SSR. Gidrometeoizdat, Leningrad, 1978

3.2.2.3. Caracteristica generală a radiației solare pe teritoriul Republicii Moldova

Cantitatea de energie solară recepționată de suprafața pământului depinde de un șir de factori și, în primul rând, de durata strălucirii soarelui și de înălțimea soarelui deasupra orizontului. În RM durata posibilă (teoretică) de strălucire a soarelui este de 4445 – 4452 h/an. Durata reală constituie 47 – 52 % sau 2100 – 2300 h/an (fig. 3.20) din cea posibilă. Variația cu circa 5 % se datorește diferenței

de latitudine între zona de nord și cea de sud, care este de circa $2,5^\circ$. O parte considerabilă a orelor de strălucire a soarelui revine lunilor aprilie-septembrie, constituind 1500 – 1650 de ore. Radiația globală (suma radiației directe și difuze) pe o suprafață orizontală în condiții de nebulozitate medie constituie $1280 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$ în zona de nord și $1370 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{an}$ – în zona de sud (fig. 3.21). Peste 75 % din această radiație revine lunilor aprilie-septembrie. Radiația globală în zona de nord este mai mică cu 3,5 % decât în zona centrală și mai mare cu 2,6 % - în zona de sud. Diferența mică dintre aceste valori permit să utilizăm în calculele ce vor urma datele cu privire la radiația solară pentru zona centrală a RM, adică datele măsurărilor meteorologice efectuate la stația Chișinău.

În tabelul 3.20 sunt prezentate valorile diurne și lunare ale radiației globale și ale duratei de strălucire a soarelui pe o suprafață orizontală în zona centrală a RM în condiții de nebulozitate medie.



Figura 3.21. Valorile anuale ale radiației solare globale. $\text{kWh/m}^2\cdot\text{An}$

Sursa: Lasse G.F. Climat Moldavsciei SSR. Ghidrometeoizdat, Leningrad, 1978

Tabelul 3.20. Radiația globală pe o suprafață orizontală în zona centrală a RM și durata de strălucire a soarelui, conform [35].

Luna	Radiația diurnă, $\text{kWh/m}^2\cdot\text{zi}$	Radiația lunară, $\text{kWh/m}^2\cdot\text{lună}$	Durata de strălucire a soarelui, h/lună
I	1,1	35	72
II	1,6	46	75
III	2,7	84	133
IV	4,3	129	190
V	5,4	164	246
VI	6,4	192	291
VII	6,1	189	312
VIII	5,3	164	294
IX	4,1	123	230
X	2,5	78	165
XI	1,1	33	69
XII	0,8	25	55
Total pe an	—	1265	2132

3.2.2.4. Energia disponibilă pentru instalațiile de încălzire a apei

Evaluarea se bazează pe datele culese din [33], pe metoda de calcul expusă în p. 3.2.2.1, luându-se în considerație și caracteristicile specifice ale tehnologiei folosite, în particular, perioada de exploatare pe parcursul anului, unghiul de încli-

nație a captatoarelor sau a modulelor PV, aportul diferitelor componente ale radiației solare. În practica proiectării sistemelor de conversiune a energiei solare se utilizează datele lunare despre radiația solară, mai rar – cele diurne sau orare, deoarece crește considerabil volumul de calcul.

Durata de exploatare eficientă a instalațiilor de încălzire a apei constituie circa 7 luni: perioada 15 martie – 15 octombrie. Cu cât este mai mare durata de exploatare a instalației de încălzire a apei pe parcursul unui an cu atât mai mare va fi eficiența acesteia. În acest scop, s-a determinat unghiul de înclinație optimal luând ca criteriu de optimizare radiația solară în lunile martie și octombrie. Rezultatele respective sunt prezentate în tabelele 3.21, 3.22 și figurile 3.22, 3.23.

Constatăm că pentru unghiul de înclinație $\beta = 40^\circ$ radiația solară globală crește în luna martie cu 21 %, în luna octombrie - respectiv cu 50 %, iar în luna iulie scade cu 10 %. Chiar dacă nu se constată o creștere semnificativă a radiației solare pe întreaga perioadă martie – octombrie (tab. 3.22), contează mult radiația solară sporită din lunile martie și octombrie, astfel asigurându-se minimul necesar de apă caldă și în aceste luni.

Tabelul 3.21. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și un plan orizontal pentru lunile martie, iulie, octombrie.

Grade	0	15	20	25	30	35	40	45	60	90
R_{III}	1	1,12	1,15	1,19	1,20	1,20	1,21	1,20	1,14	0,85
R_{VII}	1	0,99	0,99	0,97	0,95	0,93	0,90	0,82	0,72	0,38
R_X	1	1,24	1,32	1,38	1,42	1,46	1,50	1,52	1,52	1,26

Tabelul 3.22. Radiația solară medie lunară în perioada martie – octombrie. Unghiul de înclinație este egal cu 40° . Cazul sistemelor pentru încălzirea apei.

Luna	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	III-X
Q_0 , kWh/m ²	84	129	167	192	189	167	123	78	1129
Q_{40} , kWh/m ²	102	135	154	169	170	167	146	116	1159

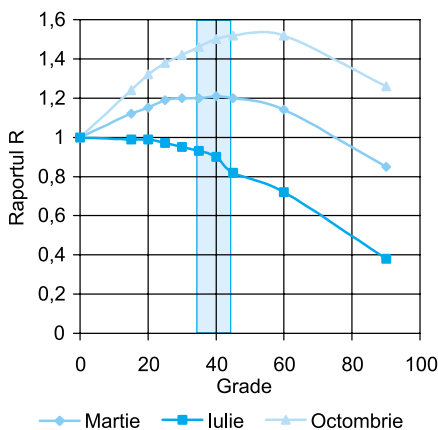


Figura 3.22. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și pe un plan orizontal. Cazul instalațiilor solare pentru încălzirea apei.

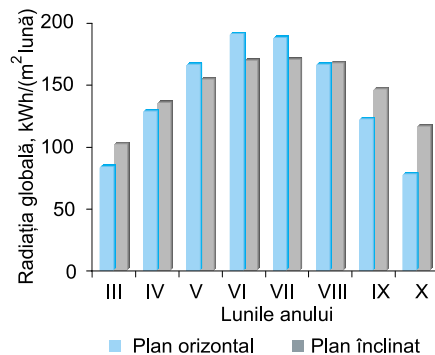


Figura 3.23. Radiația solară globală pentru perioada martie – octombrie. Cazul instalațiilor de încălzire a apei. Unghiul de înclinație este de 40° .

3.2.2.5. Energia disponibilă pentru instalațiile de uscare a fructelor, legumelor și plantelor medicinale

Implementarea în RM a instalațiilor solare de uscare ar permite nu numai economisirea surselor fosile de energie și reducerea GES, dar și evitarea pierderilor de fructe și legume datorită conservării rapide la locul de producere. Perioada de exploatare a acestor instalații coincide cu perioada de maximă radiație solară și durează, de obicei, în intervalul mai-octombrie. Una și aceeași instalație poate fi folosită pentru uscarea plantelor medicinale, fructelor și legumelor, reziduurilor provenite de la prelucrarea produselor agricole. În asemenea caz, ar fi rațional să dispunem de mai multă energie solară în lunile septembrie și octombrie. În acest scop s-a calculat unghiul de înclinație pentru care se asigură o radiație globală mai mare în respectivele luni. Pentru unghiul de 35 grade radiația globală va fi mai mare cu 20 % în septembrie și cu 46 % - în octombrie. Rezultatele calculelor pentru acest caz sunt incluse în tabelele 3.23 și 3.24 și în figurile 3.24 și 3.25.

Tabelul 3.23. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și un plan orizontal pentru lunile mai, septembrie și octombrie

Luna	V	VI	VII	VIII	IX	X	V-X
Q_0 , kWh/m ² .lună	167	192	189	167	123	78	916
Q_{35} , kWh/m ² .lună	159	175	176	171	146	113	940

Tabelul 3.24. Radiația solară medie lunară în perioada martie – octombrie. Unghiul de înclinație $\beta=35^\circ$.

Grade	0	15	20	25	30	35	40	45	60	90
R_{IV}	1	1,09	1,1	1,11	1,12	1,11	1,09	1,06	0,97	0,61
R_{VII}	1,0	1,0	0,99	0,98	0,95	0,93	0,90	0,82	0,72	0,36
R_{IX}	1,0	1,16	1,22	1,22	1,24	1,25	1,26	1,25	1,18	0,84

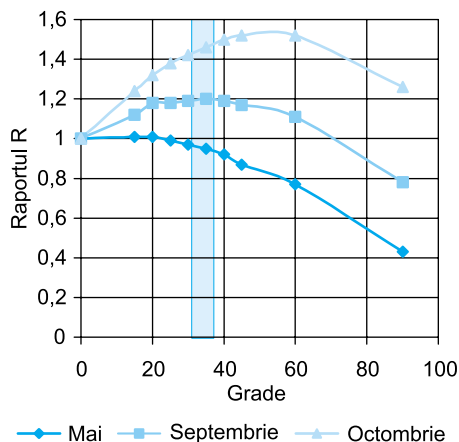


Figura 3.24. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și pe un plan orizontal. Cazul instalațiilor solare pentru uscare.

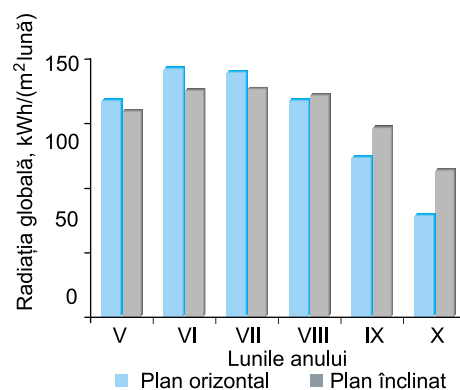


Figura 3.25. Radiația globală pentru perioada mai – octombrie. Cazul instalațiilor pentru uscare. Unghiul de înclinație este de 35° .

3.2.2.6. Energia disponibilă pentru instalațiile fotovoltaice de pompă

Spre deosebire de instalațiile solare termice, instalațiile de pompă fără acumulator de energie electrică funcționează numai în condiții de cer senin, cu alte cuvinte, dacă există radiație directă. Această particularitate impune o altă modalitate de estimare a radiației solare disponibile. Din agenda [35] se culeg date cu privire la componentele radiației solare: globală Q , directă S și difuză D pe o suprafață orizontală în condiții de cer senin, precum și valorile relative ale duratelor reale de strălucire a soarelui. Multiplicând indicii componentelor radiației solare cu cei ai duratelor relative de strălucire a soarelui, se obține valoarea radiației disponibilă pe o suprafață orizontală numai pe aceste durate de timp. În continuare, se determină radiația solară pe un plan înclinat în conformitate cu modelul Liu-Jordan [32]. Rezultatele sunt incluse în tabelele 3.25, 3.26 și figurile 3.26 și 3.27.

Constatăm că valorile utile ale radiației solare sunt mai mici decât în cazurile precedente, deoarece s-au luat în calcul numai orele reale de strălucire a soarelui.

Tabelul 3.25. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și un plan orizontal pentru lunile aprilie, iulie și septembrie.

Grade	0	15	20	25	30	35	40	45	60	90
R_{IV}	1	1,09	1,1	1,11	1,12	1,11	1,09	1,06	0,97	0,61
R_{VII}	1,0	1,0	0,99	0,98	0,95	0,93	0,90	0,82	0,72	0,36
R_{IX}	1,0	1,16	1,22	1,22	1,24	1,25	1,26	1,25	1,18	0,84

Tabelul 3.26. Radiația solară medie lunară în lunile aprilie-septembrie pe perioada de strălucire a soarelui. Unghiul de înclinație $\beta=25^\circ$.

Luna	IV	V	VI	VII	VIII	IX	IV-IX
Q_0 , kWh/m ² .lună	93	127	153	158	140	96	767
Q_{25} , kWh/m ² .lună	102	127	147	155	149	117	797

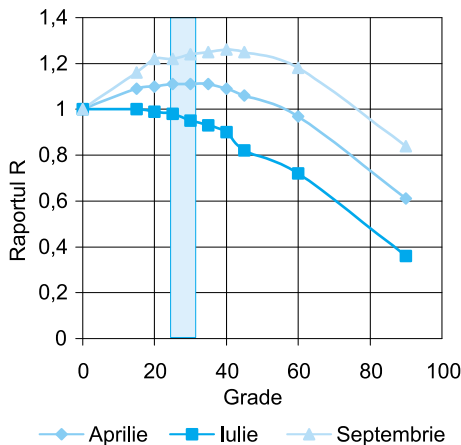


Figura 3.26. Raportul R dintre radiația globală pe un plan înclinat și pe un plan orizontal. Cazul sistemelor PV pentru pompă.

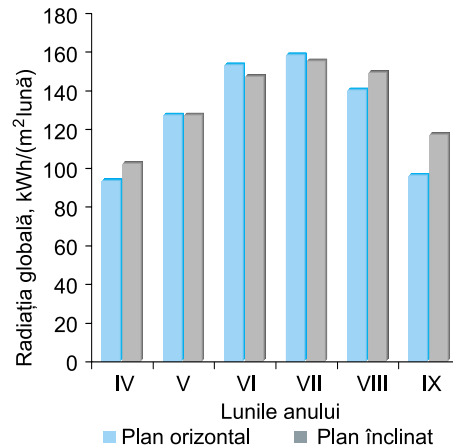


Figura 3.27. Radiația globală pentru perioada aprilie – octombrie. Cazul instalațiilor PV pentru pompă. Unghiul de înclinație este egal cu 25° .

3.2.3. Evaluarea cererii de energie solară termică și fotovoltaică

3.2.3.1. Metodica evaluării cererii de energie pentru încălzirea apei în sectorul rural

În scopul determinării consumului sezonier de căldură necesar pentru încălzirea apei pe întreaga suprafață a RM, s-a decis de a utiliza noțiunea de consumator mediu de energie termică și de normă medie specifică de energie termică pentru următoarele categorii de consum:

- sectorul locativ (case și apartamente);
- școli;
- grădinițe;
- instituții medicale: spitale, policlinici, puncte felcero-obstetrice;
- băi comunale;
- întreprinderi de prestări servicii;
- întreprinderi de alimentație publică: cantine, baruri, cafenele etc.;
- obiective sportive: stadioane, piscine, centre de cultură fizică;
- hoteluri, baze turistice.

Au fost examinate trei județe din diferite zone ale republicii:

- Nord – județul Bălți.
- Centru – județul Lăpușna.
- Sud – Unitatea Teritorial Administrativă Gagauz Yeri.

Durata sezonului de încălzire solară a apei constituie 214 zile: de la 16 martie până la 15 octombrie. Numărul de zile lucrătoare în această perioadă pentru diferite categorii de consumatori constituie:

- case de locuit, apartamente, spitale, hoteluri – 214 zile;
- școli – 97 zile, drept vacanță fiind considerat intervalul 15 iunie – 1 septembrie, săptămâna de lucru având 5 zile;
- grădinițe, policlinici, puncte felcero-obstetrice – 153 zile, săptămâna de lucru considerându-se de 5 zile;
- băi, întreprinderi de prestări servicii, cantine, baruri – 183 zile, săptămâna de lucru având 6 zile.

Pentru determinarea consumului de energie termică în scopul încălzirii apei sunt necesare următoarele date:

- normele specifice de apă caldă pentru diferite categorii de consumatori;
- numărul de consumatori repartizat pe categorii;
- temperatura apei calde și celei reci, durata sezonului de utilizare a energiei solare pentru încălzirea apei, potențialul disponibil de energie solară.

Valorile consumului specific de apă caldă pentru diferite categorii de consumatori au fost adoptate conform normelor în vigoare [37], cu unele precizări ce rezultă din practica mondială de exploatare a sistemelor analoge [38]. În calcule s-au utilizat următoarele norme de apă caldă pentru o persoană (în cazul diferitelor categorii de consumatori):

- case de locuit, apartamente – 50 l/zi;
- școli – 3 l/zi;

- grădinițe – 10 l/zi;
- spitale – 50 l/zi;
- policlinici și puncte obstetrice – 5 l/zi;
- băi – 100 l;
- întreprinderi de alimentație publică – 6 l/zi;
- frizerii – 30 l/zi;
- stadioane – 30 l;
- hoteluri – 50 l.

Datele cu privire la numărul de consumatori pe categorii pentru fiecare localitate din județele studiate au fost culese din sursa: *Dicționarul statistic al Moldovei. Ediție specială în 4 volume. Departamentul Statisticii al Republicii Moldova. Chișinău, 1994* [39], în care sunt prezentate informații despre:

1. Populația localității;
2. Infrastructura socială:
 - Numărul caselor sau apartamentelor și suprafața acestora;
 - Dotarea fondului locativ cu încălzire centralizată, apă caldă, gaz de conductă sau gaz lichefiat;
3. Numărul de cantine, cafenele, baruri etc.;
4. Instituții medicale: spitale, policlinici, puncte felcero-obstetrice;
5. Școli, grădinițe;
6. Hoteluri, obiective sportive și baze turistice.

Datele din acest dicționar au fost actualizate în conformitate cu [40], iar cele referitoare la gazificarea noilor localități în perioada 1992 – 2000 – conform informației prezentată de S.A. Moldova – Gaz.

Suplimentar, au fost utilizate următoarele date medii caracteristice pentru RM:

- numărul de copii în grădinițe pentru zona rurală se consideră egal cu 10 % din populația localității [40];
- locurile ocupate în spitale – 70 % din numărul de paturi [41].
- vizite la policlinici și puncte obstetrice – 5 de fiecare persoană pe sezon [41];
- vizite la baie – 1 pe săptămână, numărul vizitatorilor – 30 % din populația localității;
- vizite la unitățile de prestări servicii – 1 pe lună pentru fiecare locuitor,
- locuri ocupate în unitățile de alimentație publică – 50 % din total, program – 8 h/zi;
- stadioanele sunt frecventate de câte 20 de persoane de 3 ori pe săptămână;
- indicii de utilizare a capacității de cazare a hotelurilor – 20 % [41];

Temperatura medie a apei reci la intrare în captator se consideră egală cu 10 °C, iar temperatura apei calde – de 55 °C. Potențialul disponibil de energie solară a fost determinat în paragraful 3.6.

Cu ajutorul acestor date s-au calculat mărimile specifice medii caracteristice pentru județele analizate, raportate la o mie de locuitori pentru categoriile de consumatori indicați mai sus, consumul specific de energie termică (GJ/per

capita) în cadrul fiecărei categorii și media totală pe categorii și pe județe. Rezultatele calculelor pentru județele examinate au fost extrapolate asupra celorlalte județe, luând în considerație numărul populației respective. Astfel, a fost stabilită cererea de energie termică pentru încălzirea apei în sectorul rural al RM. În continuare, s-a calculat suprafața totală de captatoare solare, cantitatea de surse de energie substituite, reducerile preconizate de GES.

3.2.3.2. Caracteristicile specifice pentru județele studiate

Județele examinate diferă considerabil după numărul localităților, numărul populației în fiecare localitate și numărul membrilor unei familii (numărul de locuitori într-o casă) – la nord localitățile sunt mai mici și familiile mai puțin numeroase. În tabelul 3.27 sunt prezentate informațiile corespunzătoare.

În tabelul 3.28 este prezentată caracteristica județelor examinate pe categorii de consumatori, cu excepția celui locativ. Indicii respectivi sunt raportați la o mie de locuitori.

Consumul specific de energie termică calculat, în GJ/per capita, pentru toate categoriile de consum și în total pe județele studiate este redat în tabelul 3.29.

Constatăm că pentru județele studiate abaterea consumului specific total de energie termică de la valoarea medie nu depășește 1 % (tab. 3.29). Deși pentru unele categorii de consum există o abatere esențială, de exemplu, obiectivele sportive, hotelurile și bazele turistice, acestea nu influențează simțitor asupra consumului specific total, deoarece ponderea lor în consumul global de energie termică este nesemnificativă și nu depășește 1 % (fig. 3.28). Cea mai mare pondere are sectorul locativ – 85,6 %, urmat de băile comunale cu 7,4 %.

Distribuția cererii de energie termică în sectoarele social și comunal este redată în figura 3.29, din care se constată o uniformitate acceptabilă a cererii de ener-

Tabelul 3.27. Caracteristica județelor analizate.

Județul	Numărul de localități	Numărul populației	Locatari într-o casă
Bălți	245	348638	2,71
Lăpușna	152	285061	3,20
UTAG	32	163795	3,62
Media			3,15

Tabelul 3.28. Caracteristica județelor pe categorii de consumatori. (Indicii sunt raportați la o mie de locuitori.)

Indice	Bălți	Lăpușna	UTAG	Media
Elevi	202,2	219,2	197,3	207,3
Grădinițe, unități	0,75	0,73	0,62	0,71
Instituții medicale, vizite plus paturi	12,2	13,8	16,2	14,1
Băi, unități	0,43	0,34	0,18	0,35
Întreprinderi prestări servicii, unități	0,34	0,33	0,25	0,32
Întreprinderi de alimentație publică, locuri	26,3	29	34,1	29,2
Obiective sportive, unități	0,26	0,36	0,11	0,27
Hoteluri și baze turistice, unități	0,017	0,049	0,043	0,034

Tabelul 3.29. Consum de energie termică pentru diferite categorii de consumatori, GJ/per capita.

Categorii de consum	Consum specific de energie termică			
	Bălți	Lăpușna	UTAG	Media
Sectorul locativ	2,017	2,017	2,017	2,017
Școli	0,011	0,012	0,011	0,0113
Grădinițe	0,0288	0,0288	0,0288	0,0288
Instituții medicale	0,0151	0,0162	0,0207	0,0173
Băi	0,175	0,175	0,175	0,175
Întreprinderi prestări servicii	0,0394	0,04	0,04	0,0394
Întreprinderi alimentație publică	0,0218	0,0248	0,0282	0,0249
Obiective sportive	0,0274	0,0038	0,0011	0,0108
Hoteluri, baze turistice	0,0254	0,0052	0,0076	0,0127
<i>Total</i>	<i>2,361</i>	<i>2,323</i>	<i>2,329</i>	<i>2,338</i>

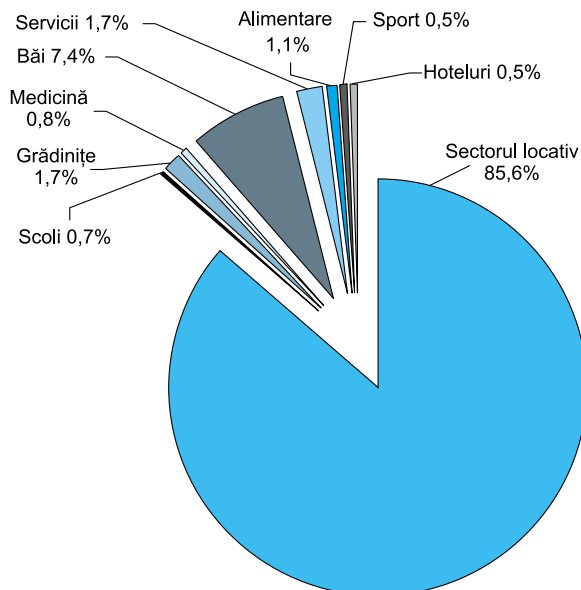
gie pentru județele studiate. Prin urmare, deși există o oarecare diferență în cererea de energie termică a unor categorii de consumatori din diferite zone ale republicii, pot fi acceptate valorile medii ce caracterizează cele trei județe din diferite zone ale RM. Aceste caracteristici sunt:

1. Numărul convențional de persoane într-o casă (apartament) – 3,15;
2. Cererea specifică de energie termică per capita pe sezon pentru diferite categorii de consum constituie:

- sectorul locativ – 2017 MJ;
- școli – 11,3 MJ;
- grădinițe – 28,8 MJ;
- instituții medicale – 17,3 MJ;
- băi 175 MJ;
- întreprinderi de prestări servicii – 39,4 MJ;
- întreprinderi de alimentație publică – 24,9 MJ;
- obiective sportive – 10,8;
- hoteluri, baze turistice – 12,7 MJ.

3. Cererea medie specifică totală per capita constituie 2338 MJ.

Sectorul locativ este cel mai mare consumator de energie termică. Cererea totală de energie pentru încălzirea apei în acest sector constituie $5,34 \cdot 10^6$ GJ.

**Figura 3.28.** Pondere cererii de energie termică pe categorii de consum.

3.2.3.3. Estimarea suprafeței totale a captatoarelor solare pentru încălzirea apei în sectorul rural

Cele mai uzuale instalații de conversiune a energiei solare în energie termică cu scopul obținerii apei calde sunt captatoarele plane cu o singură suprafață transparentă. Cu ajutorul datelor estimate ale radiației solare din paragraful 3.2.2 și a datelor despre temperaturile medii lunare s-au efectuat calcule ale caracteristicilor captatoarelor solare pentru perioada de funcționare (16 martie – 15 octombrie). Criteriul de optimizare: s-a adoptat cantitatea maximală de energie termică captată în perioada de funcționare. Au rezultat următoarele caracteristici:

- Unghiul optimal de înclinare a captatorului față de orizont – 35 - 40 °;
- Randamentul mediu în perioada de funcționare – 0,4;
- Energia termică utilă în perioada de funcționare – 1,623 GJ/m².

Aceste date și datele cu privire la cererea de energie termică determinate în paragrafele 3.2.3.1 și 3.2.3.1 au fost puse la baza calculelor ariei necesare de captatoare solare pentru categoriile de consum enumerate mai sus. Rezultatele obținute sunt incluse în tabelul 3.30.

3.2.3.4. Evaluarea cererii de energie termică pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale

Calculul cererii de energie termică pentru uscarea produselor agroalimentare se efectuează pe baza datelor cu privire la umiditatea inițială și finală, consumul de materie primă, temperatura agentului termic, randamentul procesului și volumul de produs uscat.

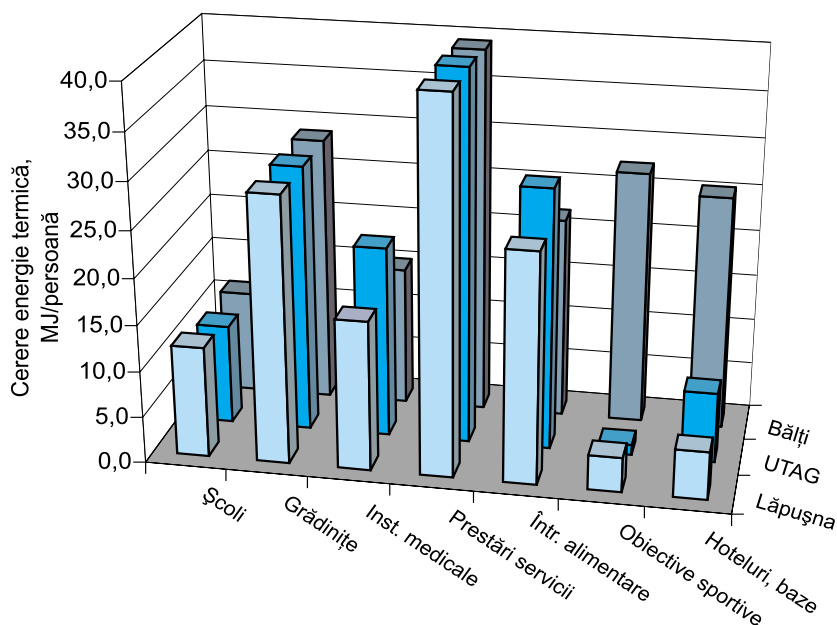


Figura 3.29. Distribuția cererii de energie termică pentru categoriile de consum social și comunal.

Tabelul 3.30. Ariile suprafețelor captatoarelor solare pentru încălzirea apei.

Categorii de consum	Durata de funcționare, zile	Aria	
		Specifică, m ² /per capita	Totală, mii m ²
Sectorul locativ	214	1,2	3175,4
Școli	97	0,015	39,2
Grădinițe	153	0,024	63,4
Instituții medicale	183	0,012	31,8
Băi	183	0,122	322,2
Prestări servicii	183	0,028	73,3
Alimentație publică	183	0,017	45,8
Obiective sportive	31	0,045	119
Hoteluri	214	0,008	20
<i>Total</i>			3890,2

Datele despre umiditatea inițială și finală a diferitelor produse agroalimentare sunt prezentate în tabelul 3.31.

Pentru calcule estimative admitem următorii parametri medii ai procesului de uscare:

- umiditatea inițială – 80 %;
- umiditatea finală - 15 %;
- temperatura medie a aerului în zilele de vară - 22 °C;
- temperatura medie a aerului încălzit în captatoare - 40 °C;
- umiditatea relativă a aerului - 60 %.

Tabelul 3.31. Umiditatea produselor agroalimentare proaspete și uscate.

Produs	Sursa de informație	Conținut de apă, %	
		inițial	final
Fructe	[28]	5080	15
	[49]	73-88	16-20
	[50]	80-85	16-30
Legume	[28]	50-80	15
	[49]	65-88	7-14
	[50]	61-95	8-10
Plante medicinale	[28]	80	15

Caracteristicile procesului de uscare, calculate pentru parametrii admiși ai produselor și aerului, sunt descrise în tabelul 3.32.

În tabelul 3.33 sunt expuse datele statistice [40, 42] cu privire la producția globală de fructe proaspete, fructe uscate și exportul de plante medicinale. Datele statistice despre producerea globală de plante medicinale și legume uscate lipsesc.

Tabelul 3.32. Valorile tehnologice a procesului de uscare a produselor agroalimentare

Caracteristica procesului	Valoarea
Consum de materie primă, kg/kg	4,25
Cantitatea de apă evaporată, kg/kg	3,25
Eficiența procesului	0,6
Debit de aer, m ³ /kg	680
Consum de energie, MJ/kg	16,25

Tabelul 3.33. Potențialul de producere și uscare a fructelor și exportul de plante medicinale.

Anul	Producția de fructe proaspete și uscate		Export plante medicinale, tone
	Proaspete, mii t	Uscate, mii t	
1997	947	1,23	231
1998	367	0,44	290
1999	136	0,37	259
2000	255	0,55	145

Pentru calcule de evaluare admitem următoarele valori ale volumelor produse-lor uscate anual:

- fructe – 600 t,
- legume – 100 t,
- plante medicinale – 450 t.

Lansând ipoteza că 50 % din producția totală va fi obținută utilizând energia solară, cantitatea de energie termică necesară va fi $7,5 \cdot 10^6$ MJ sau 260 t.c.c. Pentru a obține această cantitate de energie sunt necesare circa 5000 m² de cap-tatoare solare care vor funcționa în perioada mai – octombrie cu un randament mediu de 50%.

3.2.3.5. *Identificarea consumatorilor și estimarea cererii de energie electri-că de proveniență fotovoltaică*

În prezent, se constată o dezvoltare accelerată a electrificării rurale descentrali-zate în țările în curs de dezvoltare (ȚCD) folosind energia solară [31]. Deși tehnologia fotovoltaică (PV) se consideră scumpă, rata de creștere a producției mondiale de celule PV în anul 2000 a constituit 44% [30]. De ce în ȚCD nu se merge pe calea parcursă de țările industrializate europene în domeniul electri-ficării? Motivele care limitează aplicarea soluției tradiționale – conversiunea termică a combustibilului fosil în energie electrică și distribuirea ei prin rețele – sunt următoarele:

- Majoritatea consumatorilor rurali de energie electrică sunt situați la distanțe mari de la rețelele electrice existente, densitatea lor fiind mică;
- Cererea de energie electrică este mică și se încadrează în limita de 10 – 20 kWh/zi;
- De obicei, energia electrică este folosită pentru iluminare, telecomuni-cații și pentru acționarea micilor instalații motorizate: pompe electrice, scule de atelier etc.

În aceste condiții, electrificarea pe calea tradițională prezintă o soluție inefi-cientă din punct de vedere atât economic, cât și ambiental. Astfel, sporesc in-vestițiile și cheltuielile de exploatare, cresc emisiile specifice de GES calculate per capita, deoarece scade randamentul transportării și distribuției unui kWh de energie electrică.

Republica Moldova are de asemenea statut de ȚCD, dar infrastructura electro-energeticii diferă de cea existentă în ȚCD din Asia, Africa și America Latină.

Densitatea populației și deci a consumatorilor de energie electrică ce revine la un kilometru de rețea electrică este cu mult mai mare. Majoritatea absolută a localităților rurale, a unităților economice este conectată la rețelele electrice publice și ar părea că argumentele în defavoarea electrificării tradiționale menționate mai sus nu pot fi valabile și pentru țara noastră. Dar studiile efectuate în ultimii ani [31] demonstrează existența a sute de consumatori mici de energie electrică dispersați teritorial, pentru care singura soluție rațională este cea oferită de tehnologia PV. Vom menționa aici doar două categorii de astfel de consumatori: instalațiile de pompare a apei pentru irigarea mică și posturile de lansare a rachetelor antigrindină.

Prin Hotărârea Guvernului RM nr. 256 din 17.04.2001 “Cu privire la reabilitarea sistemelor de irigare”, s-a aprobat Programul de reabilitare a sistemelor de irigare pe perioada 2001 – 2008. Conform acestui program, se prevede irigarea suprafețelor mici de 1-10 ha. Capacitatea totală a irigațiilor mici constituie 36 mii ha sau 22 % din suprafața irigabilă totală de circa 160 mii ha. Drept surse de apă vor servi cele 3000 de acumulări de apă dintre care 411 sunt mai importante. Repartiția suprafețelor irigabile pe județe în cadrul Programului de dezvoltare a micii irigații este prezentată în tabelul 3.34.

Cu scopul de a evalua numărul de consumatori potențiali de energie electrică fotovoltaică s-au analizat datele statistice cu privire la producerea legumelor în gospodăriile țărănești (GT) [40, 41]. În 2000 numărul total de GT a constituit 131,6 mii, în posesia acestora aflându-se 285,4 mii ha de terenuri agricole sau, în medie, câte 2,2 ha la o GT. Producția legumelor în GT a constituit 87 mii tone sau 24 % din producția totală pe țară, fiind obținută de pe o suprafață de 12,6 mii ha. Dacă am admite că toată suprafața de 2,2 ha a fost însemănată cu legume, am obține numărul minim de GT – 5700 – care au nevoie de apă pentru irigare. Conform unui studiu sociologic efectuat în august 2001 de ONG “Federația Națională AGROinform” în colaborare cu Centrul “Contact”, circa 23,5 % de GT din cele chestionate s-au specializat în cultivarea legumelor. Astfel, numărul real de consumatori de apă pentru irigare poate fi de 5-6 ori mai mare.

Serviciul antigrindină al RM cuprinde 150 posturi de lansare a rachetelor antigrindină și 12 stații - centre de comandă – care au în dotare și echipamente de reîncărcare a acumulatorilor. Din considerente de securitate, posturile antigrindină sunt amplasate la o distanță de 2-3 km de la hotarele localităților. Distanță medie dintre postul antigrindină și Centrul de comandă este de circa

Tabelul 3.34. Suprafețele micii irigații și volumul de apă pe județe.

Județul	Suprafața irigabilă, ha	Volumul de apă, mii m ³
Chișinău	7080	14160
Orhei	4900	9800
Edineț	4650	8300
Soroca	4210	8420
Tighina	3800	7600
Taraclia	3100	6200
Lăpușna	3020	6040
Bălți	2630	5260
Ungheni	1290	2480
Cahul	850	1700
UTAG	500	1000

Sursa: Programul de reabilitare a sistemelor de irigare pe perioada 2001 – 2008, Hotărârea Guvernului RM nr. 256 din 17.04.2001

Tabelul 3.35. Numărul de consumatori și cererea de energie electrică PV.

Consumatori	Numărul de consumatori	Cererea de energie electrică, kWh/sezon	Puterea modulelor PV, kW _c
Irigarea mică	5700	3,2.10 ⁶	6300
Serviciul antigrindină	150	2800	7,5

50 km. Deoarece consumul de energie electrică la un post antigrindină este mic (cca 0,15 kWh/zi), alimentarea acestora de la rețelele electrice publice nu se justifică economic. În prezent, alimentarea cu energie electrică a consumatorilor posturilor antigrindină se efectuează de la acumulatele. Periodic, acumulatele se reîncarcă la Centrul de comandă nominalizat, care deservește 12-15 posturi. În acest scop se consumă o cantitate considerabilă de combustibil lichid (benzină sau motorină) pentru transport. Perioada de exploatare activă a posturilor antigrindină cuprinde lunile aprilie-septembrie și coincide cu perioada de radiație maximală pe teritoriul RM. Utilizarea modulelor PV pentru reîncărcarea acumulatele direct la post reduce considerabil consumul de combustibil lichid, numărul și capacitatea acumulatele.

Astfel, numărul minim de utilizatori potențiali de energie electrică PV în aceste două sectoare – irigarea mică în gospodăriile țărănești și posturile antigrindină – se cifrează la 5850.

Este bine cunoscut faptul că irigarea contribuie la o sporire a roadei de 2-4 ori. Astfel, pentru a obține o cantitate de legume care a fost recoltată în 2000 va fi necesară o suprafață de numai 6300 ha. În tabelul 3.35 sunt prezentate rezultatele calculelor referitoare la cererea de energie electrică PV și puterea modelelor fotovoltaice în următoarele condiții : randamentul agregatului de pompare - 32 %, al modulelor PV – 14%, norma de irigare – 2000 m³/ha.

3.2.4. Aprecieri costurilor și beneficiilor economice în urma implementării energiei solare

3.2.4.1. Analiza cost – beneficiu a instalațiilor solare pentru încălzirea apei

1. Sectorul locativ

Evaluarea eficienței economice a investițiilor în instalațiile solare pentru încălzirea apei s-a efectuat pe baza criteriului *venitul net actualizat* (VNA) [6], care a fost determinat în funcție de venitul net anual și durata actualizată a perioadei de studiu. S-a admis că perioada de studiu este egală cu durata de viață a instalației – 20 de ani (în unele surse se consideră că respectiva durată este de până la 30 de ani [43]), iar rata de actualizare – 10 %. Pentru aceste condiții durata actualizată constituie 8,51 ani. Venitul net anual s-a calculat ca diferența dintre venitul brut anual și cheltuielile totale anuale. Costul energiei termice substituite de instalația solară figurează în calcule drept venit brut anual. Deoarece instalațiile convenționale care produc apa caldă în baza unor surse fosile (cazane, boilere, mașini de gătit) sunt deja montate și vor funcționa în perioada restantă a anu-

lui, iar unele și în perioada de studiu pentru alte scopuri (de exemplu, mașini de gătit), în costul energiei termice produse de instalațiile convenționale n-au fost incluse investițiile în construcția lor, acesta fiind compus din costul combustibilului sau al energiei substituite și cheltuielile legate cu exploatarea instalațiilor respective (5-10 %). Caracteristicile surselor substituite și costurile lor sunt prezentate în tab.3.36.

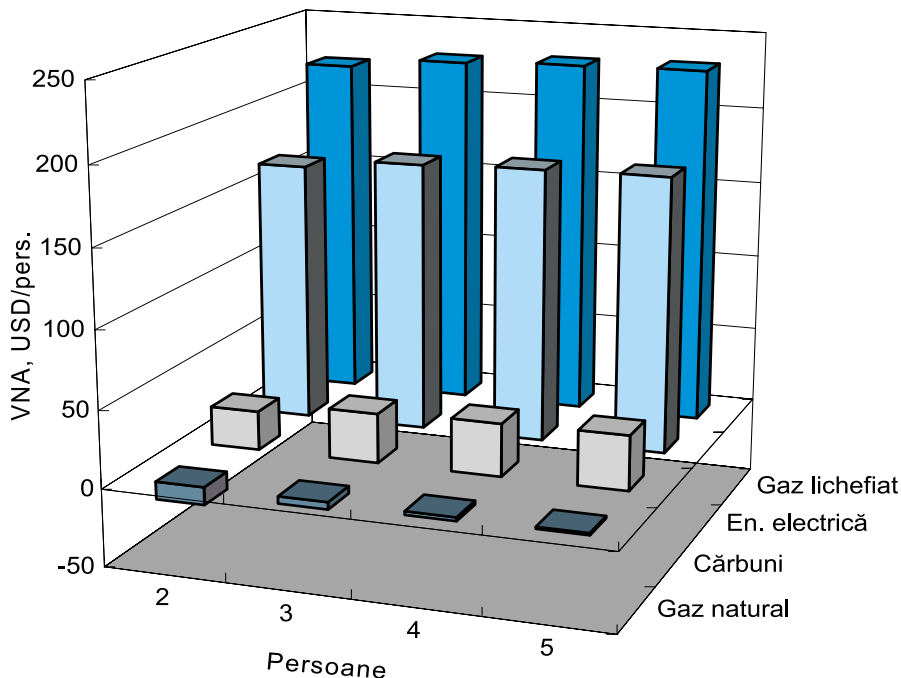
Tabelul 3.36. Căldura de ardere și costul surselor fosile de energie

Sursa substituită	Căldură de ardere	Cost specific
Gaz natural	33,2 MJ/m ³	0,08 \$SUA/m ³
Gaz lichefiat	55,1 MJ/kg	0,50 \$SUA/kg
Cărbuni	22,6 MJ/kg	0,07 \$SUA/kg
Energie electrică	–	0,05 \$SUA/kWh

Au fost analizate instalațiile pentru case în care locuiesc un număr diferit de persoane. Parametrii constructivi, costul instalației și costul energiei termice solare sunt prezentați în tabelul 3.37. Se constată că, odată cu creșterea numărului de locatari ai unei case, costul specific al instalației scade. Astfel, pentru o familie convențională cu 3,15 persoane costul specific al instalației va fi de 143 \$SUA/m². La suprafața totală a captatoarelor de 3,175 mln. m² investițiile necesare vor constitui 454 mln. \$SUA. Costul energiei termice solare pentru o casă convențională este de 4,85 \$SUA /GJ sau, la cursul valutar de 13 MDL/\$SUA – 265 MDL/Gcal. Rezultatele calculelor sunt prezentate în figura 3.30.

În tabelul 3.38 sunt redate valorile VNA pentru o persoană convențională (dintr-o familie convențională cu 3,15 membri). La prețurile existente, substi-

Figura 3.30. Venitul net actualizat în funcție de numărul de persoane într-o casă de locuit și sursa de energie substituită.



Tabelul 3.37. Parametrii constructivi, costul instalației solare, costul energiei termice solare

Numărul de persoane în casă	2	3	4	5
Suprafața captatorului, m ²	2,4	3,6	4,8	6
Costul captatorului, \$SUA	168	252	336	420
Volumul rezervorului de apă, l	200	300	400	500
Costul rezervorului, \$SUA	75	100	125	150
Lungime conducte, m	20	20	25	30
Costul conductelor, \$SUA	30	30	37,5	45
Costul armăturii, \$SUA	10	10	10	12
Cota-parte în cost a lucrărilor de montare, %	20	20	20	20
Costul total al instalației, \$SUA	374	517	671	828
Cost specific, \$SUA/m ²	156	144	140	138
Costul investițiilor anuale, \$SUA/an	18,68	25,87	33,56	41,38
Cheltuieli anuale de exploatare, %	10	10	10	10
Cheltuieli totale anuale, \$ US	20,55	28,46	36,92	45,52
Producție de energie termică, GJ/an	3,89	5,83	7,78	9,72
Costul energiei termice solare, \$US/GJ	5,28	4,88	4,75	4,68

tuirea surselor fosile de energie la producerea apei calde cu energie solară nu este eficientă din punct de vedere economic numai pentru gazul natural.

2. Baie comună

În calitate de obiect de studiu s-a acceptat o baie tip 284-4 I.5.86 cu 20 de locuri. Pentru calcule au fost acceptate următoarele date inițiale:

- grad de ocupare a locurilor – 0,75;
- durata zilei de lucru – 8 h;
- zile de funcționare a băii pe sezon – 92 (3 zile pe săptămână);
- zile de funcționare pe sezon a captatoarelor – 153 (5 zile pe săptămână);
- durata unei vizite – 1 h;
- norma de apă pentru un vizitator – 100 l.

Aria captatoarelor solare este de 77 m², iar circulația apei este forțată. Consumul zilnic de apă constituie 12 m³. Pentru a asigura stocarea apei calde pe parcursul săptămânii, se alege un rezervor cu o capacitate de 36 m³ (4x3x3 m). Costul specific al utilajului este același ca și în cazul precedent. Costul total constituie 8450 \$SUA, costul specific al unui metru pătrat de captator fiind de 110 \$SUA/m².

Producția anuală de căldură este de 207,5 GJ, costul energiei termice – 3,86 \$SUA/GJ. Puterea termică unitară a obiectivului este relativ mare – 66 kW. Pentru comparare s-a acceptat în calitate de sursă convențională de energie termică un cazan care funcționează cu gaz natural, cărbune sau motorină. Valoarea venitului net actualizat raportată la un consumator convențional, în funcție de energia

Tabelul 3.38. Venitul net actualizat la substituirea surselor fosile cu energie solară.

Sursa substituită	VNA, \$SUA/per capita
Gaz natural	-4,48
Gaz lichefiat	228,55
Cărbuni	32,16
Energie electrică	174,79

substituită, este prezentată în figura 3.31. La substituirea gazului natural au loc pierderi neînsemnate. În schimb, la substituirea celorlalți combustibili venitul va fi substanțial – peste 1500 \$SUA în cazul cărbunilor și peste 10 000 \$SUA, în cazul motorinei.

3. Grădiniță

Pentru studiu a fost acceptată o grădiniță cu 160 de locuri conform proiectului tip 215-1-137-C. Obiectivul este compus din 5 corpuri unite prin galeării. Instalația se va amplasa pe acoperișul plat pe suporturi, circulația agentului termic fiind forțată. Parametrii instalației sunt:

- suprafața captatoarelor – 25,5 m²;
- consumul de apă caldă – 1,2 m³/zi;
- volumul rezervorului – 2 m³;
- puterea termică – 6,6 kW;
- productivitatea energiei termice pe sezon – 41,3 GJ;
- investiții totale – 2658 \$SUA;
- costul specific – 104,2 \$SUA/m²;
- costul energiei termice solare – 3,66 \$SUA/GJ.

Pentru a satisface cererea actuală de apă caldă, la grădinițe se folosesc diferite instalații pe baza surselor convenționale: mașini de gătit, cazane, boilere electrice etc.

Valoarea venitului net actualizat în funcție de energia substituită este prezentată în figura 3.32. Ca și în cazurile precedente, substituirea de conductă nu este eficientă.

3.2.4.2. Analiza cost – beneficiu a instalațiilor solare pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale

1. Instalație pentru uscarea fructelor și legumelor

Pentru uscarea fructelor și legumelor se folosește o instalație combinată cu pereți din peliculă transparentă pe o carcasă din lemn. Circulația aerului în instalație este naturală. Indicii tehnici și economici ai instalației sunt prezentați în tabelul 3.41. În aria indicată a captatoarelor este inclusă numai suprafața înclinată spre sud. Durata medie a unui ciclu de uscare este de 10,2 h. Carcasa instalației e din lemn și are o durată de viață 5 ani, pelicula schimbându-se în fiecare sezon. Dura-

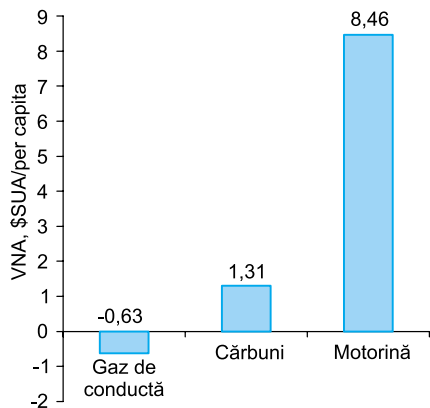


Figura 3.31. Venitul net actualizat obținut la substituirea combustibililor fosili la o baie comună.

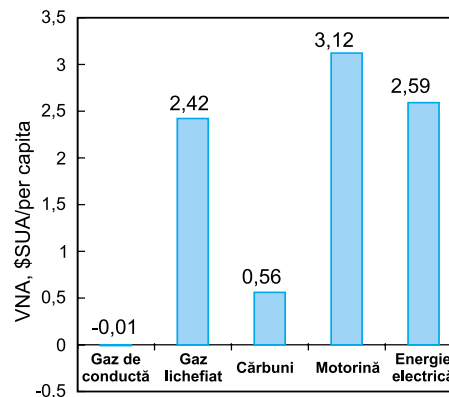


Figura 3.32. Venitul net actualizat obținut la substituirea combustibililor fosili la o grădiniță.

ta sezonului de uscare a fost considerată de 80 zile cu un grad de utilizare a instalației de 0,7.

2. Instalație pentru uscarea plantelor medicinale

Pentru studiul de fezabilitate considerăm o instalație cu acțiune indirectă cu captator solar de tipul 3 (tab. 3.16). Indicii de bază ai instalației sunt prezentați în tabelul 3.40. Randamentul instalației include eficiența procesului de uscare, randamentul captatorului și coeficientul de păstrare a căldurii în camera de uscare. În costul instalației a fost inclus și costul clădirii de sub captatorul-acoperiș, o parte din care o ocupă camera de uscare și ventilatorul, iar alta poate servi ca depozit sau poate avea o altă destinație. Durata de viață a instalației este egală cu 20 de ani cu o cotă-parte a cheltuielilor pentru reparații la 15 % din costul inițial al acesteia. Durata sezonului de uscare este egală cu o 100 zile cu un grad de utilizare a instalației de 0,6. Cheltuielile de exploatare sunt egale cu 10 % din cheltuielile anuale totale. Indicii economici ai instalației sunt prezentați în tabelul 3.41.

Tabelul 3.39. Indicii tehnici și economici ai instalației pentru uscarea fructelor și legumelor.

Caracteristici	Unități	Valoare
Productivitatea instalației	kg/sezon	1800
Șarja de materie primă	kg/ciclu	144
Aria captatoarelor	m ²	24
Randamentul instalației	-	0,5
Costul instalației	\$SUA	410
Consumul de materie primă	t/sezon	8,0
Costul materiei prime	\$SUA	150
Cheltuieli anuale totale	\$SUA	1450
Prețul de vânzare al producției	\$SUA /kg	1,0
Venitul net anual	\$SUA	370
Venitul net actualizat	\$SUA	3460

Tabelul 3.40. Indicii instalației de uscare a plantelor medicinale.

Caracteristici	Unități	Valoare
Productivitatea	kg/ciclu	170
Aria captatoarelor	m ²	42
Durata ciclului	zile	5
Randamentul instalației	—	0,3
Productivitatea ventilatorului	m ³ /h	3500
Puterea ventilatorului	kW	0,75
Costul total al instalației	\$SUA	1750

Tabelul 3.41. Indicii economici ai instalației pentru uscarea plantelor medicinale

Caracteristici	Unități	Valoare
Productivitatea	t/sezon	2,0
Consumul de materie primă	t/sezon	8,5
Prețul materiei prime	\$SUA/t	50
Consumul de energie electrică	kWh	282
Cheltuieli anuale totale	\$SUA	594
Prețul de vânzare al producției	\$SUA/kg	0,5
Venitul net anual	\$SUA	400
Venitul net actualizat	\$SUA	3460

3.2.4.3. Analiza costurilor instalațiilor de pompare pentru mica irigare

1. Variante posibile de asigurare cu energie electrică a instalațiilor de pompare

Pentru potențialii consumatori de energie electrică PV – gospodăriile țărănești care au nevoie de apă pentru irigare – sunt posibile următoarele variante de alimentare cu energie a instalațiilor de pompare:

- Racordarea instalațiilor de pompare la rețelele electrice publice;
- Utilizarea grupurilor electrogene (motor - generator);
- Utilizarea sistemelor autonome PV pentru producerea energiei electrice.

2. Costul racordării la rețea

Pe baza datelor furnizate de Institutul de Proiectări "Energoproiect" au fost calculate costurile racordării la rețea în funcție de lungimea rețelei și de puterea transformatorului. Rezultatele sunt prezentate în figura 3.33. Constatăm că puterea transformatorului nu influențează semnificativ costurile. Diferența nu depășește 20 % pentru lungimea de 0,5 km, 14 % – pentru 1 km și 8 % – pentru 2 km. Din această cauză, vom opera cu costul mediu al racordării la rețea doar în funcție de lungimea rețelei (tab. 3.42).

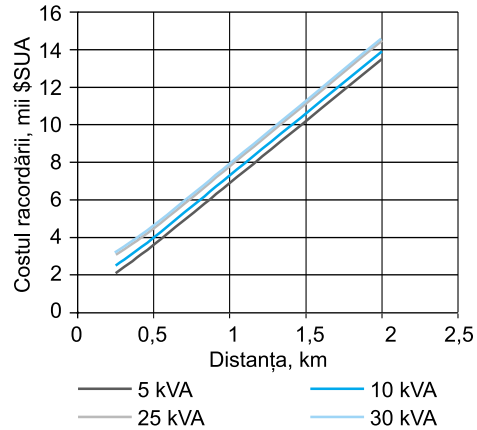


Figura 3.33. Costul racordării la rețea în funcție de lungimea rețelei și puterea transformatorului.

Tabelul 3.42. Costurile medii de racordare la rețea.

Lungimea , km	0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
Costul mediu, mii \$SUA	2,5	4,2	7,5	10,9	14,1

3. Costul unui metru cub de apă

În calitate de indice economic pentru toate variantele s-a acceptat costul unui m³ de apă pentru înălțimi manometrice totale (Î.M.T.) de 10 – 60 m, debite care variază între 10 și 100 m³/zi. Acest volum de apă permite irigarea terenurilor agricole cu suprafețe cuprinse între 0,5 și 5 ha, în cazul irigații prin aspersiune și a unor suprafețe de două ori mai mari la irigarea prin picurare. În continuare se va determina costul unui m³ de apă pentru variantele posibile de alimentare cu energie menționate mai sus.

a) Cazul racordării la rețea

Date inițiale:

- Costul investiției în racordarea la rețea se determină din tabelul 3.50;
- Cheltuielile anuale pentru salarizarea personalului, întreținerea și reparația utilajelor se consideră 6 % din investițiile totale inițiale [44];

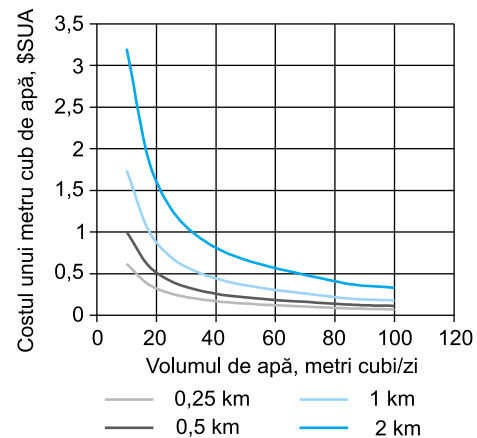


Figura 3.34. Variația costului unui m³ de apă în funcție de consumul zilnic și lungimea rețelei electrice.

- Pierderile de energie în rețea și transformator constituie 5 % din energia consumată;
- Perioada de studiu $T = 20$ ani;
- Se utilizează pompe electrice cu rotor uscat, durata de funcționare a acestora fiind de 9000 h [45]; pe perioada de studiu se efectuează renovarea pompelor peste 10 ani;
- Durata de funcționare pe sezon este de 900 h;
- Rata de actualizare $i = 10$ %;
- Rata inflației $r_i = 3$ % (în raport cu \$ SUA).

Rezultatele calculelor sunt prezentate în tabelul 3.43 și în figura 3.34.

Constatăm o dependență esențială a costului unui m^3 de apă de lungimea rețelei și de volumul de apă pompat într-o zi. Î.M.T. influențează puțin asupra costului și nu depășește 5 % pentru limitele Î.M.T. de la 10 până la 60 m. Această se explică prin cheltuielile relativ mici legate de costul energiei electrice.

Tabelul 3.43. Costul unui m^3 de apă. Cazul racordării la rețea.

Volumul de apă, m^3/zi	Costul unui m^3 apă, \$ SUA			
	Lungimea rețelei electrice, km			
	0,25	0,5	1,0	2,0
10	0,62	1,0	1,74	3,2
20	0,32	0,51	0,87	1,6
40	0,17	0,26	0,44	0,81
80	0,09	0,14	0,22	0,41
100	0,07	0,11	0,18	0,33

b) Cazul utilizării unui grup electrogen

Indicii pentru calculul dat include:

1) Investițiile:

- Costul grupului electrogen;
- Costul renovării motorului pe benzină sau motorină și a pompei. Renovarea motorului se efectuează peste 7 și, respectiv, 14 ani, a pompei – peste 10 ani. Durata de funcționare a generatorului este egală cu perioada de studiu de 20 ani;

2) Cheltuielile de exploatare (personal, reparații curente, ulei etc.) constituie 9 % din costul grupului electrogen și al pompei electrice [46].

3) Costul combustibilului: benzină – 0,45 \$SUA/l, motorină – 0,35 \$SUA/l. Se ia în considerație și rata inflației.

Rezultatele sunt incluse în tabelul 3.44 și în figura 3.35.

Tabelul 3.44. Costul unui m^3 de apă. Cazul folosirii unui grup electrogen.

Î. M.T. m.c.a.	Costul unui m^3 apă, \$ SUA				
	Volumul de apă, m^3/zi				
	10	20	40	80	100
10	0,40	0,24	0,16	0,15	0,13
20	0,54	0,35	0,30	0,24	0,23
40	0,82	0,67	0,48	0,46	0,37
60	1,30	0,92	0,69	0,66	0,61

c) Cazul utilizării unui sistem PV

Indicii pentru calculul dat includ:

- ❑ Costul modulelor PV se ia în conformitate cu [29]. În anul 1999 costul unui watt era de 3,3 euro. Prin extrapolarea prețului pentru anii 1997 – 1999, în 2001 s-a obținut prețul de 2,85 euro/ W_c sau 2,75 \$SUA/ W_c , care include și cheltuielile pentru transport.
- ❑ Prețul componentelor sistemului PV se stabilește în funcție de investițiile inițiale și, conform [47], constituie:
 - Module PV – 81,9 %;
 - Structură suport, fundație, cablaj – 3,8 %;
 - Convertor c.c./c.a – 12,4 %;
 - Alte costuri – 1,9 %.
- ❑ Durata de viață a convertorului este de 10 ani. Pe perioada de studiu se efectuează renovarea acestuia;
- ❑ Se consideră că cheltuielile anuale necesare pentru salarizarea personalului, întreținerea și reparația utilajelor constituie 1 % din investițiile totale inițiale [46].

Rezultatele calculelor sunt incluse în tabelul 3.45 și figura 3.36. Spre deosebire de varianta racordării la rețea, în cazurile doi și trei se constată o variație considerabilă a costului unui m^3 de apă în funcție de Î.M.T., ceea ce se explică prin creșterea puterii grupului electrogen, respectiv a modulelor PV și, drept consecință, a investițiilor inițiale.

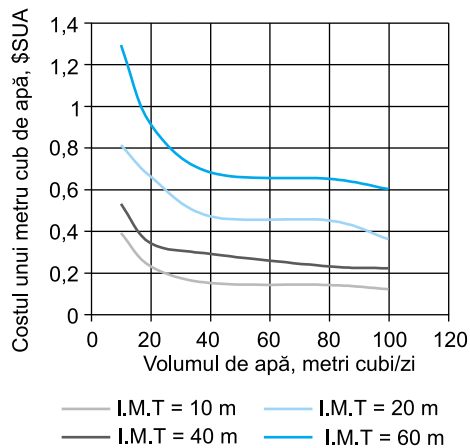


Figura 3.35. Costul unui m^3 de apă în funcție de consumul zilnic și înălțimea manometrică totală. Cazul utilizării unui grup electrogen.

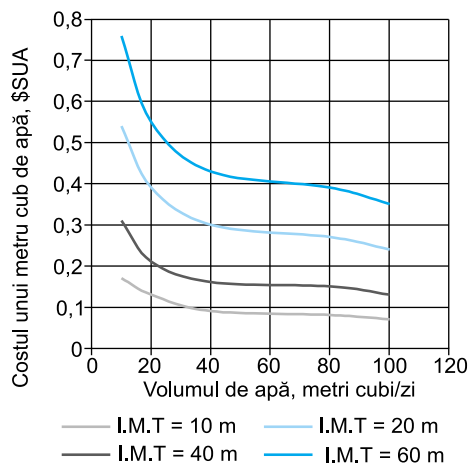


Figura 3.36. Variația costului unui m^3 de apă în funcție de consumul zilnic și înălțimea manometrică totală. Cazul utilizării unui sistem PV.

Tabelul 3.45. Costul unui m^3 de apă. Cazul folosirii modulelor PV.

Î. M.T. m.c.a.	Costul unui m^3 apă, \$SUA				
	Volumul de apă, m^3 /zi				
	10	20	40	80	100
10	0,17	0,13	0,09	0,08	0,07
20	0,31	0,21	0,16	0,15	0,13
40	0,54	0,39	0,30	0,27	0,24
60	0,76	0,55	0,43	0,39	0,35

4. Compararea variantelor din punct de vedere economic.

În figurile 3.37 – 3.40 sunt prezentate costurile unui m^3 de apă pentru diferite Î.M.T. și cele trei variante de alimentare cu energie electrică a pompelor: prin racordarea la rețea, utilizarea grupului electrogen sau a unui sistem PV. În acest context, formulăm următoarele concluzii:

a) Pentru Î.M.T. cuprinse între 10 – 60 m și cu un consum zilnic de 10 – 100 m^3 de apă, folosirea energiei solare fotovoltaice este mai avantajoasă în comparație cu un grup electrogen. Costul unui m^3 de apă este mai mic în cazul folosirii sistemului PV de 1,6 – 2,4 ori. Cu cât Î.M.T. este mai mică cu atât diferența de costuri este mai mare.

b) În comparație cu racordarea la rețea, avantajul sistemului PV depinde de trei factori – Î.M.T., lungimea rețelei electrice și consumul zilnic. Astfel, constatăm următoarele:

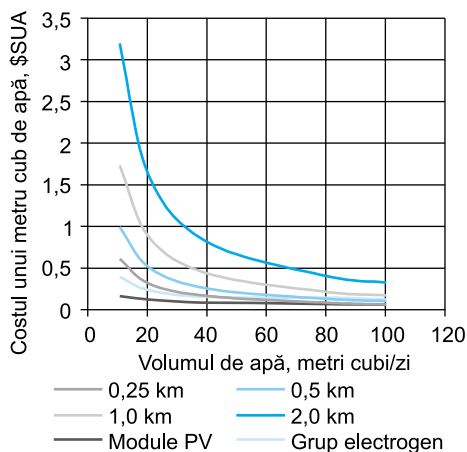


Figura 3.37. Costul unui m^3 de apă. Î.M.T. = 10 m.

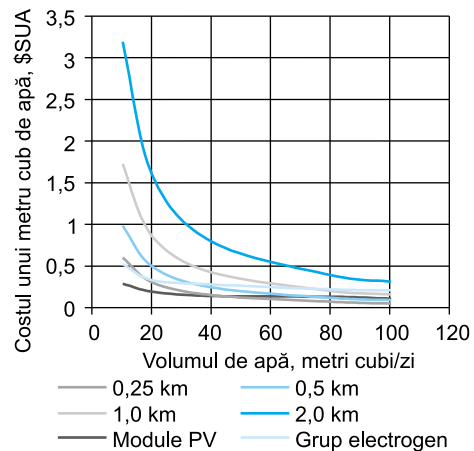


Figura 3.38. Costul unui m^3 de apă. Î.M.T. = 20 m.

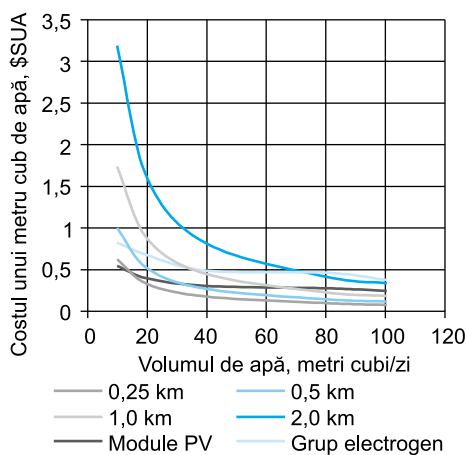


Figura 3.39. Costul unui m^3 de apă. Î.M.T. = 40 m.

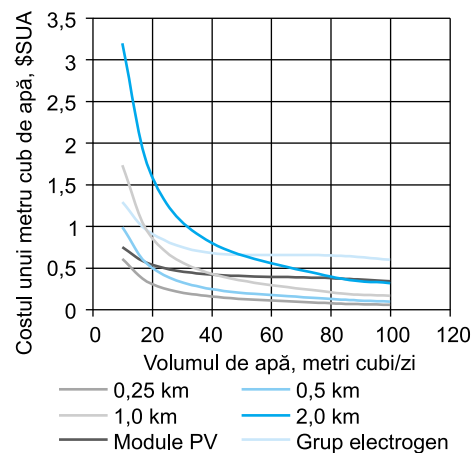


Figura 3.40. Costul unui m^3 de apă. Î.M.T. = 60 m.

- Pentru $\hat{I}.M.T. = 10$ m costul unui m^3 de apă este mai mic în cazul folosirii energiei solare și variantele devin echivalente dacă consumul depășește $100 m^3/zi$ (figura 3.37);
- Pentru $\hat{I}.M.T. > 20$ m, costul unui m^3 de apă depinde de consumul zilnic și, în cazul folosirii energiei solare este mai mic, dacă:
 - $\hat{I}.M.T. \leq 20$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 0,25 km și consumul zilnic nu depășește $40 m^3$;
 - $\hat{I}.M.T. \leq 40$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 0,5 km și consumul zilnic nu depășește $30 m^3$;
 - $\hat{I}.M.T. \leq 40$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 1,0 km și consumul zilnic nu depășește $65 m^3$;
 - $\hat{I}.M.T. \leq 20$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 0,5 km și consumul zilnic nu depășește $20 m^3$;
 - $\hat{I}.M.T. \leq 60$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 1,0 km și consumul zilnic nu depășește $40 m^3$;
 - $\hat{I}.M.T. \leq 60$ m, lungimea liniei electrice este mai mică de 2,0 km și consumul zilnic nu depășește $80 m^3$.

c) Sistemul PV nu este rentabil dacă $\hat{I}.M.T. > 60$ m și lungimea liniei electrice nu depășește 0,25 km.

3.2.4.4. Indicii economici ai instalației PV pentru alimentare cu energie electrică a unei stații antigrindină

În tabelul 3.46. sunt prezentate caracteristicile a două variante de alimentare cu energie electrică a stațiilor antigrindină: cea existentă - numai de la acumulatori și cea modernizată - de la acumulatori și module PV.

Pentru o stație antigrindină s-a calculat per sezon costul unui kWh de energie electrică pentru ambele variante. Calculele au fost executate în următoarele condiții (tab. 3.47):

Tabelul 3.46. Caracteristicile variantelor de alimentare cu energie electrică a unei stații.

Componente	Variante			
	Acumulatori		Acumulatori plus module PV	
	Caracteristici	Cost, \$SUA	Caracteristici	Cost, \$SUA
Acumulatori în funcțiune	8 baterii, capacitatea 8x80 Ah	800	3 baterii, capacitatea 3x28 Ah	420
Acumulatori de rezervă	2 baterii, capacitatea 2x80 Ah	200	-	-
Module PV	-	-	Un modul PV, 50 W _c	138
Suport, cablaj	-	-	1	8
Convertor c.c./c.a./c.c.	-	-	2 W	2
Bloc comandă	-	-	1	80
Combustibil lichid pentru transport	105 l/sezon	180*	30 l/sezon	52*
Energie electrică pentru reîncărcare	56 kWh/sezon	11*	-	-

*Cost actualizat ținând cont de rata inflației.

Tabelul 3.47. Analiza costurilor pe perioada unui sezon a variantelor de alimentare cu energie electrică a unei stații antigrindină.

Indice	Variante de alimentare cu energie electrică	
	Acumulatori	Acumulatori plus module PV
Investiții totale, \$ SUA	2000	1108
Substituit combustibil lichid, l	-	75
Substituit energie electrică, kWh	-	56
Substituit total energie, kWh	-	696
Costul unui kWh energie electrică, \$ SUA/kWh	82	15

- Perioada de funcționare a posturilor: aprilie–septembrie;
 - Perioada de studiu $T = 20$ ani;
 - Durata de funcționare a acumulatorilor: 7 ani;
 - Durata de funcționare a modulelor PV: 20 de ani;
 - Durata de funcționare a componentelor electronice: 10 ani;
 - Consumul de energie al unei stații per sezon:
 - Varianta cu acumulatori: 7,4 kWh;
 - Varianta cu acumulatori plus module PV: 18,7 kWh.
- ☐ Rata de actualizare 10 %, rata inflației 3 %;
- ☐ Distanța medie între Centrul de reîncărcare a acumulatorilor și stația antigrindină: 50 km;
- ☐ Costul combustibilului: 0,45 \$SUA/l;
- ☐ Cheltuieli de exploatare pentru ambele variante: 9 %.

3.2.5. Evaluarea beneficiilor de mediu în urma implementării energiei solare

3.2.5.1. Aspecte generale

Utilizarea SER permite diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, substituirea combustibililor fosili pe care R. Moldova îi importă. În afară de aceasta, SER sunt energii pure din punct de vedere ecologic și contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES).

Pentru a estima aportul unui m^2 de captator solar convențional la încălzirea apei sau la uscarea produselor agricole, ori a unui m^2 de modul PV la pomparea apei, s-a calculat:

- Energia termică sau electrică produsă de instalație pe durata unui an de funcționare;
- Cantitatea de combustibil fosil substituit;
- Cantitatea de GES redusă care revine la un m^2 de captator solar convențional sau modul PV.

În acest scop, au fost folosite date cu privire la randamentul mediu pe perioada de funcționare a instalațiilor solare și a celor pe combustibili fosili (tab. 3.48), referitor la emisiile specifice de GES calculate pentru tipurile de combustibili folosiți în R. Moldova (tab. 3.49), și cu privire la potențialul energiei solare pe teritoriul R. Moldova pe perioadele respective (paragraful 3.2.2.)

Tabelul 3.48. Randamentul mediu al instalațiilor solare și al instalațiilor pe combustibili fosili.

Instalație de conversie a energiei	Randamentul, %
Captator solar pentru încălzirea apei; perioada de funcționare 15 martie – 15 octombrie	40
Captator solar pentru uscarea produselor agricole; perioada de funcționare mai – octombrie	45
Modul PV pentru pomparea apei; perioada de funcționare aprilie – septembrie	14
Cazan pentru încălzirea apei cu gaz natural	80
Cazan pentru încălzirea apei cu păcură (motorină)	75
Cazan pentru încălzirea apei cu cărbune	65
Motor Diesel, 1 – 5 kW	25 - 35
Reșou cu gaz lichefiat	60
Boiler electric	90
Grup electrogen (motor – generator), 1 – 5 kW _E	17 - 28
Producerea energiei electrice	35

Rezultatele calculelor sunt incluse în tabelul 3.50. Constatăm că din punctul de vedere de substituire a energiei termice toate cele trei tehnologii de conversiune a energiei solare sunt aproape identice (un kWh de energie electrică produs de un modul PV este echivalent cu aproximativ trei kWh de energie termică folosită la o centrală electrică). De asemenea, toate tehnologiile sunt echivalente sub aspectul reducerii emisiilor de GES. Efectul este cu 20 % mai mare (tab. 3.50) în cazul folosirii energiei fotovoltaice pentru substituirea motorinei sau gazului lichefiat, combustibili necesari grupurilor electrogene, care alimentează cu energie electrică instalațiile de pompare.

În continuare, vom evalua efectele ambientale care pot fi obținute în urma implementării tehnologiilor de utilizare a energiei solare în domeniile prioritare.

Tabelul 3.49. Emisiile specifice de GES la producerea energiei electrice și la arderea combustibililor folosiți în R. Moldova.

Combustibil	Emisii specifice de GES	
	kg/GJ	kg/kWh
Energie electrică	70	0,252
Gaz natural	59	0,212
Gaz lichefiat	64	0,230
Motorină	75	0,270
Păcură	78	0,281
Benzină	71	0,256
Cărbune	100	0,360

3.2.5.2. Evaluarea potențialului de substituire a combustibililor fosili și de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră

1. Încălzirea apei în sectorul locativ din așezările rurale

În paragraful 3.2.3 s-a constatat că cea mai mare pondere a cererii de energie termică pentru încălzirea apei în localitățile rurale ale R. Moldova revine sectorului locativ, aceasta constituind 85,6%. Să presupunem că rata de substituire a

Tabelul 3.50. Contribuția unui m² de captator solar pentru încălzirea apei (sau uscarea produselor agricole, aria unui m² de modul PV pentru pomparea apei) la reducerea cheltuielilor de combustibil și a emisiilor de GES.

Caracteristici	Captator solar pentru		Modul PV pentru pomparea apei
	încălzirea apei	uscarea produselor agricole	
Energie termică sau electrică produsă, kWh	437	423	112
Substituie gaz natural, m ³ /an	55	53	-
Reduceri emisii de GES, kg/an	116	112	-
Substituie gaz lichefiat, kg/an	-	-	59
Reduceri emisii de GES, kg/an	-	-	152
Substituie motorină, kg/an	47	46	57
Reduceri emisii de GES, kg/an	147	143	178
Substituie cărbune, kg/an	83	80	-
Reduceri emisii de GES, kg/an	242	234	-
Substituie energie electrică, m ³ /an	485	470	112
Reduceri emisii de GES, kg/an	315	305	81

cererii de energie termică pentru încălzirea apei cu energie solară este de 50%. Luând în considerație structura consumului de combustibil în sectorul rural, admitem următoarele cote de utilizare a combustibililor pentru încălzirea apei: 15% - gaz natural; 30% - gaz lichefiat; 25% - cărbune; 5% - păcură (motorină); 5% - energie electrică; 20% - lemne și deșeuri lemnoase. Deoarece lemnele nu determină majorarea emisiilor de GES, acestea nu s-au luat în calcul. Pe baza cererii specifice de energie termică (p.3.2.3.2), a datelor din paragraful precedent (randamentul instalațiilor, emisii specifice de GES) și a puterii calorifice a combustibililor [48], s-au calculat (tab. 3.51):

- Cantitățile de combustibili fosili substituiți cu energie solară în unități naturale și unități de combustibil convențional;
- Reducerile de GES.

2. Instalații pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale

În p. 3.2.3.4. s-a estimat cererea de energie termică care constituie $9,34 \cdot 10^3$ GJ. Admitem următoarele cote de folosire în prezent a surselor fosile de energie pentru a satisface această cerere: motorină sau păcură – 60 %; gaz natural – 35 %; energie electrică – 5 %. Folosirea energiei solare va duce la substituirea surselor fosile și la reducerea emisiilor de GES în cantități specificate în tabelul 3.52.

Tabelul 3.51. Cantitățile de combustibil fosil substituite și reducerile de GES în urma implementării instalațiilor solare pentru încălzirea apei în sectorul locativ.

Combustibil	Cererea de energie termică, GJx10 ³	Substituie combustibil		Reduceri de GES, mii t
		Unități naturale	t.c.c.x10 ³	
Gaz natural	503	15.10 ⁶ m ³	18,3	29,7
Gaz lichefiat	1338	26,8.10 ³ t	44,8	85,6
Cărbune	1029	46,8.10 ³ t	36,4	102,9
Păcură (motorină)	179	4,4.10 ³ t	6,3	14,0
Energie electrică	425	425.10 ³ GJ	14,6	10,4
Total	3474	-	120,4	242,6

Tabelul 3.52. Cantitățile de combustibil fosil substituite și reducerile de GES în urma implementării instalațiilor solare pentru uscarea fructelor, legumelor și plantelor medicinale.

Combustibil	Cererea de energie termică, GJx10 ³	Substituire combustibil		Reduceri de GES, t
		Unități naturale	t.c.c.	
Gaz natural	3,27	99,1.10 ³ m ³	120,9	193
Păcură (motorină)	5,6	136,6 t	195	420
Energie Electrică	0,48	1,37.10 ³ GJ	47,2	33,6
Total	9,35		363,1	646,6

3. Instalații de pompare pentru mica irigare

Substituirea cererii de energie electrică de 3,2.10³ MWh pentru irigarea mică (vezi p.3.2.3.5.) cu energie electrică fotovoltaică va permite reducerea surselor fosile și a emisiilor de GES în cantități specificate în tabelul 3.53. Calculele s-au făcut în comparație cu alimentarea instalațiilor de pompare de la o rețea electrică sau de la un grup electrogen pe motorină.

4. Instalații pentru alimentarea cu energie electrică a stațiilor antigrindină

La o stație antigrindină se substituie combustibilul lichid (motorină sau benzină) necesar pentru transportarea acumulatorilor și energia electrică ce se va cheltui pentru reîncărcarea acestora. Suplimentar, se reduce cu 5,6 t cantitatea de deșeuri nocive care se formează anual drept urmare a renovării acumulatorilor. Calculele s-au efectuat pentru 150 de posturi existente. Perioada unui sezon cuprinde lunile aprilie-septembrie. Rezultatele sunt indicate în tabelul 3.54.

Implementarea energiei solare în domeniile prioritare menționate în p.3.2.1.4 va permite substituirea anuală a 122 521 t.c.c. de combustibil fosil, ceea ce constituie circa 5,5 % din resursele de combustibil folosit în anul 2000. Reducerea emisiilor de GES va constitui 247 027 t.

Tabelul 3.53. Cantitățile de combustibil fosil substituite și reducerile de GES în urma implementării instalațiilor PV pentru pomparea apei.

Variante de alimentare cu energie electrică	Cererea de energie electrică, GJx10 ³	Substituire energie sau combustibil		Reduceri de GES, t
		Unități naturale	t.c.c.	
Rețea	11,52	3,37.10 ³ MWh	1180	2427
Grup electrogen	11,52	1220 t	1742	3750

Tabelul 3.54. Cantitatea de energie și combustibil fosil substituit și reducerile de GES în urma implementării instalațiilor PV pentru alimentarea cu energie electrică a posturilor antigrindină.

Energie sau combustibil	Substituire energie sau combustibil		Reduceri de GES, t
	Unități naturale	t.c.c.	
Energie electrică	8400 kWh	3,0	2,0
Motorină	9,0 t	13,0	28,0
Total	–	16,0	30,0

3.3. Studiu de fezabilitate privind implementarea în Republica Moldova a energiei biomasei

3.3.1. Emisiile de metan: surse de poluare a atmosferei

Din categoria gazelor cu efect de seră (GES) direct fac parte: vaporii de apă, dioxidul de carbon (CO_2), metanul (CH_4), peroxidul de azot (N_2O), ozonul (O_3), clorfluorcarburile (CFC), hidroclorfluorcarburile (HCFC) și altele. Un inventar național de gaze cu efect de seră a fost prezentat în “Prima Comunicare Națională a Republicii Moldova elaborată în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind schimbarea climei” [51].

Prezentul studiu este dedicat emisiilor de metan, sursele principale ale acestora, indicate în inventarul amintit, fiind:

- a) în sectorul energetic:
 - emisii fugitive din transportul și distribuția gazelor naturale (scurgeri);
 - pierderi la arderea gazelor naturale în mijloacele de transport, cazane etc.;
- b) în agricultură:
 - fermentarea enterică la animale;
 - managementul dejecțiilor animaliere;
 - arderea reziduurilor agricole;
- c) în managementul deșeurilor:
 - depozitarea deșeurilor organice solide pe sol;
 - epurarea apelor uzate industriale și tratarea nămolurilor provenite din acestea;
 - tratarea nămolurilor provenite de la stațiile de epurare a apelor uzate din localitățile dotate cu canalizare;

În baza datelor Primei Comunicări Naționale [51] urmează o succintă analiză a emisiilor de CH_4 din care rezultă necesitatea recuperării acestui gaz.

Dinamica emisiilor de CH_4 între anii 1990-1998 este redată în tabelul 3.55, fiind incluse principalele surse: energetica, agricultura și deșeurile. Este demonstrată astfel o reducere importantă a acestora, ca urmare a crizei economice, ponderea gazelor în cauză constituind cca 24% în 1994 și 44% în 1998 față de emisiile înregistrate în 1990.

Distribuția emisiilor de CH_4 exprimate în CO_2 echivalent pentru perioada 1990-1998 în raport cu emisiile de CO_2 și cu totalul emisiilor de gaze cu efect de seră, de asemenea exprimate în CO_2 echivalent este prezentată în tab. 3.56. Datele demonstrează o creștere a emisiilor de CH_4 în raport cu CO_2 de la 14 la 29%, iar în raport cu totalul GES – de la 12 la 22%. Are loc, astfel, o majorare semnificativă a ponderii emisiilor de CH_4 în totalul emisiilor GES, ceea ce nu permite neglijarea acestor emisii, dat fiind și raportul echivalentului în CO_2 al emisiilor de CH_4 , exprimate în unități de masă, acestea constituind 21 (adică 1 Gg de CH_4 este echivalent cu 21 Gg de CO_2).

Tabelul 3.55. Dinamica emisiilor de CH₄ (Gg) de la principalele surse pentru perioada 1990 – 1998.

Anii	Total	Inclusiv					
		Energetica	Agricul-tura	Total	Deșeuri		
					Inclusiv		
					Depozitarea deșeurilor solide pe sol	Epurarea apelor uzate industriale	Epurarea apelor uzate orășenești
1990	193,27	54,05	101,21	36,57	34,60	0,78	1,19
1991	183,76	46,36	99,66	36,50	34,68	0,63	1,19
1992	164,19	40,64	97,51	24,73	23,01	0,54	1,18
1993	144,37	25,65	93,27	24,45	22,86	0,41	1,18
1994	146,83	32,46	89,22	24,35	22,93	0,25	1,17
1995	134,26	26,58	82,70	24,18	22,79	0,22	1,17
1996	128,19	29,54	73,91	23,84	22,47	0,21	1,16
1997	117,91	29,51	63,87	23,74	22,37	0,20	1,17
1998	107,43	25,29	57,08	23,63	22,28	0,20	1,15

Tabelul 3.56. Dinamica emisiilor de CH₄ exprimate în CO₂ echivalent (Gg), a proporțiilor acestora față de CO₂ și totalul de GES, pentru perioada 1990 – 1998.

Sursele	Anii								
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Sectorul energetic	1135,15	973,46	853,47	538,68	681,73	558,23	622,44	619,63	530,99
Agricultura	2125,47	2092,82	2047,67	1958,69	1873,67	1736,60	1552,16	1344,24	1300,68
Deșeuri	768,22	766,58	519,39	512,42	508,64	507,26	500,61	497,95	497,83
Emisii totale de CH ₄	4058,74 (193,27)	3859,03 (183,76)	3447,97 (164,19)	3030,70 (144,37)	3080,78 (146,83)	2818,83 (134,26)	2691,41 (128,19)	2475,56 (117,91)	2359,67 (107,43)
Emisii totale de CO ₂	28323,96	25485,54	19494,82	14455,37	12085,79	9449,27	9984,14	9016,44	8129,31
Emisii totale de GES	33272,57	30141,62	23538,68	17777,10	15358,77	12455,06	12861,18	11604,91	10620,59
% de emisii de CH ₄ în raport cu CO ₂	14,33	15,14	17,69	20,97	25,49	29,83	26,96	27,46	29,03
% de emisii de CH ₄ în raport cu totalul de GES	12,20	12,80	14,65	17,05	20,06	22,63	20,93	21,33	22,22

Ținând cont și de datele din figura 3.41, concluzionăm că din cele trei gaze cu efect de seră direct (CO₂, CH₄ și N₂O), ponderea metanului este cea mai considerabilă din punctul de vedere al atenuării emisiilor: și ca potențial de poluare a aerului atmosferic, și ca posibilități de reducere a emisiilor totale prin recuperarea acestui gaz ce provine, în principal, din sectorul zootehnic și ca rezultat al proastei gestionări a deșeurilor.

Analizând volumele și sursele emisiilor de metan, precum și posibilitățile tehnologiilor existente, în prezentul studiu se pune accentul pe recuperarea și utilizarea metanului rezultat din descompunerea deșeurilor solide, dejecțiilor animale, apelor reziduale și uzate, precum și a nămolurilor de la stațiile de epurare, toate fiind de origine organică și purtând denumirea generică de *biomasă*.

Atenuarea emisiilor de metan prin aceste procedee are un dublu efect:

- 1) evitarea poluării aerului atmosferic și reducerea efectului de seră, care conduce la schimbarea climei pe planetă și
- 2) substituirea combustibililor poluanți prin energia regenerabilă a biomasei utilizabilă în energetică.

Ca efecte colaterale ale utilizării tehnologiilor de fermentare anaerobă a biomasei, pot fi evidențiate următoarele:

- 3) excluderea ocupării unor teritorii extinse prin depozitarea de lungă durată a deșeurilor și nămolurilor;
- 4) reintegrarea biomasei în circuitul natural sub formă de îngrășăminte organice și alte modalități (fig. 3.42);
- 5) contribuția la dezvoltarea durabilă a republicii cu avantajul angajării în câmpul muncii a unei părți a populației;
- 6) educația ecologică și estetică a populației prin implementarea tehnologiilor de utilizare și reciclare a deșeurilor organice.

Figura 3.41. Structura emisiilor totale de gaze cu efect de seră direct exprimate în CO_2 echivalent în anii 1990, 1994 și 1998.

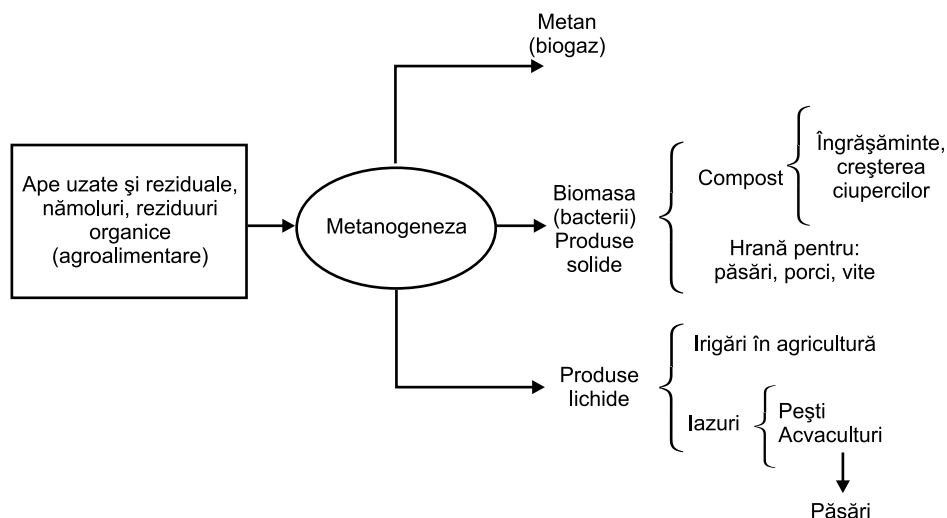
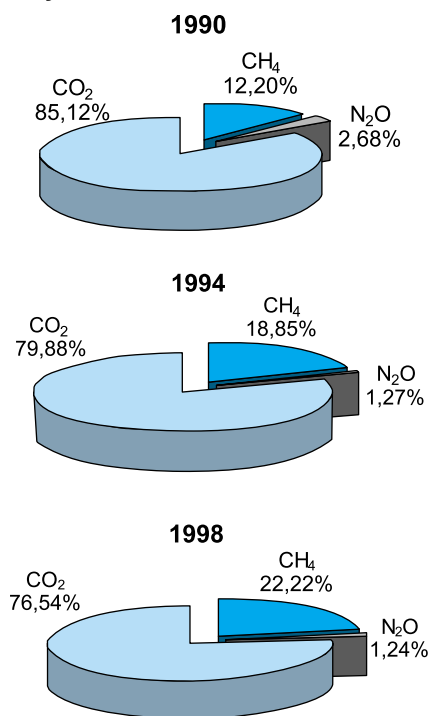


Figura 3.42. Integrarea ecologică și economică a fermentării anaerobe a reziduurilor organice (metanizării).

3.3.2. Aprecierea potențialului energetic al biomasei

Biomasa înseamnă învelișul vegetal al planetei care se cifrează la peste 1800 mlrd. t materie uscată. Pădurile constituie cca 68% din biomasa terestră, ecosistemele ierboase – cca 16%, iar terenurile cultivate – 8%. Pe întreaga planetă prin fotosinteză, în fiecare an, se produc 173 mlrd. t substanță uscată, cantitate ce este de peste 20 de ori mai mare decât întregul volum de energie fosilă consumată anual în lume. Acest considerabil potențial al biomasei este exploatat, constituind a 7-ea parte din energia consumată în lume – echivalentul a peste 3 mln. t. de petrol pe zi.

Principalii generatori de biomasă, utilizată în scopuri energetice în Republica Moldova sunt silvicultura, agricultura, sectorul zootehnic, industria alimentară și gospodăria comunală a sectorului locativ [55]. În figura 3.43 este prezentat potențialul și distribuția cantitativă a biomasei provenită din sectorul agricol, ca unul dintre cele mai importante sectoare ale Republicii Moldova.

În prezentul studiu prin biomasă se subînțelege nu atât masa organică provenită din procesul de creștere a plantelor agricole și din silvicultură, cât, în principal, diferitele reziduuri și deșeuri de origine organică.

Aceste deșeuri au un aport incontestabil în schimbarea climei, deoarece, ca rezultat al activității microbiene, ele sunt supuse unei degradări în condiții anaerobe naturale cu emisii de diferite gaze și, în primul rând, de metan. Precum s-a mai menționat, în sensul strict al cuvântului termenul “biomasă” se referă la orice material organic derivat din ciclul fotosintetic activ.

De vreme ce s-a dovedit că reziduurile și deșeurile sunt o formă de biomasă regenerabilă, ar fi rațional să cunoaștem metodele indicate de folosire utilă a acestui material. Se știe că substanța organică, substanțele nutritive (N, P, K) și microelementele conținute în reziduuri, deșeuri, nămoluri, dejecții etc. sunt folositoare pentru sol. Încorporarea acestora pe câmpuri și compostarea reprezintă avantaje evidente la fertilizarea solurilor. Substanța organică poate fi apreciată și ca o sursă regenerabilă de energie. De exemplu, la fermentarea anaerobă a 360 m³ de nămol acumulat la stația de epurare din municipiul Chișinău, dintr-un fermentator cu volumul de 3600 m³ se pot obține zilnic 6000 m³ de biogaz, volum echivalent cu 3200 litri de motorină. Cantitatea respectivă este o sursă semnificativă de energie regenerabilă și recuperarea acestui potențial energetic nu poate fi neglijată, deoarece prezintă o opțiune judicioasă de utilizare a nămolului.

Arderea combustibililor tradiționali/fosili (cărbune, petrol, gaze naturale) duce la emiterea în atmosferă a celui CO₂, care a fost eliminat de o veșnicie în urmă prin fotosinteză. La o emisie puternică de CO₂ rezultat din combustibili fosili, atmosfera nu poate fi contrabalansată, ceea ce are drept consecință o majorare netă a concentrației de CO₂ și, respectiv, efectul de seră. În cele din urmă, combustibilii fosili vor trebui substituiți de SER, în particular de energia solară și eoliană, de biomasă (inclusiv, substanță lemnoasă și altă vegetație). Atâta timp cât deșeurile, reziduurile sau biogazul sunt folosite util pentru obținerea energiei, se evită consumul unei valori echivalente de combustibili fosili. Astfel, drept urmare a recuperării biogazului din deșeuri, se obține un efect benefic pentru mediu.

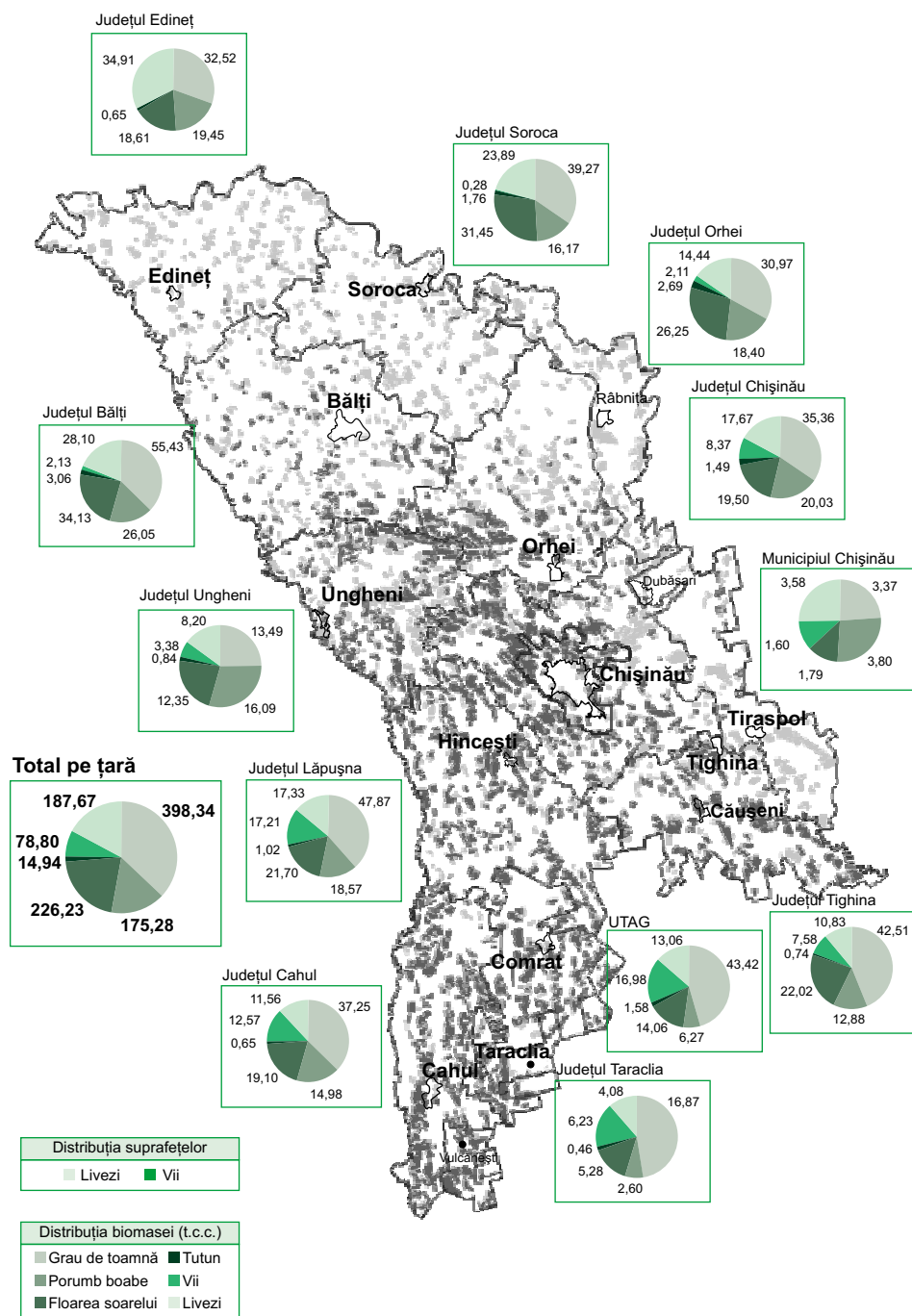


Figura 3.43. distribuția cantitativă a biomasei agricole, anul 2001

Ponderea generală a metanului în procesul de încălzire a planetei este determinantă, deoarece acest gaz este de 24,5 ori ($\pm 35\%$) mai efektiv la fixarea căldurii în atmosferă în perspectiva următorilor 100 ani [60].

Din acest motiv, opțiunea pentru diminuarea emisiilor de metan oferă una dintre cele mai eficiente soluții de atenuare a încălzirii planetei pe scurtă durată.

Așadar, metanul emis direct în atmosferă este un gaz cu efect major de seră, iar recuperat/captat și utilizat, cu transformarea în vapori de apă și dioxid de carbon, devine o sursă de energie regenerabilă.

3.3.2.1. Clasificarea reziduurilor organice pretabile la degradare anaerobă

Deșeurile și reziduurile organice rezultate la creșterea animalelor, din industria alimentară, gospodăria comunală reprezintă cantități uriașe de biomasă poluantă a mediului ambiant.

Din fericire, prin utilizarea biotehnologiilor biomasa poate fi utilizată pentru obținerea biogazului sau alcoolului care, la rândul lor, pot înlocui parțial hidrocarburiile fosile, precum și pentru producerea unei game variate de substanțe utile pentru industria alimentară, farmaceutică, chimică etc.

Când este vorba de substanțe uscate, calea cea mai simplă și mai utilizată, în prezent - cea de transformare a biomasei în energie - este arderea, care furnizează căldură, transformată, la rândul ei, în forță motrice sau electricitate.

Pentru materialele umede și reziduurile lichide filiera cea mai veche și, în același timp, cea mai eficientă o reprezintă conversiunea în biogaz cu conținut preponderent de metan.

Principalele sectoare și domenii producătoare de materie organică sub formă de reziduuri sunt agricultura, industria alimentară, zootehnia, stațiile de epurare a apelor uzate, gospodăriile orășenești și întreprinderile industriale.

3.3.2.2. Reziduuri agricole

Potrivit unui calcul efectuat în SUA [62], în 45,4 kg de reziduuri – cantitate zilnică ce revine în medie pe cap de locuitor - materia organică reprezintă 34 kg, care includ o cantitate de 2,3 kg deșeuri solide menajere, 0,1 kg nămoluri de la stațiile de epurare și aproape 30 kg reziduuri de la creșterea animalelor și produse secundare din agricultură.

Materia organică raportată la substanța uscată reprezintă între 92 și 98% în produsele secundare din agricultură, între 80 și 85% în dejecțiile animaliere, 73% în dejecțiile de păsări, în jur de 90% în gunoiul de grajd, între 32 și 56% în gunoaie (deșeuri solide menajere).

O apreciere comparativă a potențialului unor materiale organice de a produce biogaz se poate face analizând tabelele de mai jos.

Din datele prezentate în tabelul 3.57 rezultă că gradul de descompunere a substanței solide este mai mare la produsele vegetale secundare în comparație cu dejecțiile de taurine și gunoiul de grajd, ceea ce dovedește că primele nu sunt de neglijat.

Tabelul 3.57. Gradul de descompunere la diferite materiale organice naturale prin fermentarea anaerobă, timp de 30-40 zile [62].

Material organic	Cantitatea de substanță uscată descompusă, (%)	Conținutul de CH ₄ (% din biogazul produs)
Pleavă	68 – 83	62
Tulpini de floarea-soarelui	61	-
Hlujani de porumb	58	53
Coceni de porumb	35 - 57	53
Paie de in	48	59
Paie de grâu	46 - 49	58
Vrejuri de cartof	41	60
Frunze de foioase	34 - 40	59
Dejecții de taurine	35	60
Gunoii de grajd	20	60
Vrejuri de mazăre	12	60

Tabelul 3.58. Cantități de biogaz recuperabil din diverse materii organice [62].

Sursa	Natura materiei organice	Biogaz (l/kg s.u.)	Conținutul de metan, (%)
Agricultura	Ierburi diferite	557	84,5
	Lucernă	445	77,7
	Frunze de copaci	260	58
	Paie de grâu întregi	367	78,5
	Idem, tocate la 0,2 cm	423	81,3
	Paie de orz	380	-
	Paie de orez	360	-
Industria agroalimentară	Frunze de sfeclă de zahăr	501	84,8
	Frunze de sfeclă furajeră	496	84
	Curpeni de tomate, tocați	606	74,7
	Tulpini de in sau cânepă	369	-
	Drojdie de la distilerii	300 - 600	58
Zootehnia	Dejecții de păsări	520	-
	Dejecții de porcine	480	60
	Dejecții de bovine	260 - 280	50 – 60
	Dejecții de ovine	320	65
	Dejecții de cabaline	200 - 300	-
Gospodăriile populației	Fecale umane	240	50
Stații de epurare	Nămol	370	60 – 65

Cantitățile de biogaz ce ar putea fi obținute din diverse materii organice sunt prezentate în tabelul 3.58.

Datele din tabelul 3.59 reprezintă cantitatea de biogaz recuperabil prin fermentarea anaerobă a dejecțiilor animaliere în sisteme de mare randament. Se constată, de asemenea, că dejecțiile de bovine au gradul cel mai scăzut de descompunere a materiei organice – 35%, iar cele de păsări, gradul cel mai ridicat – 60%. Fermentarea anaerobă a dejecțiilor animaliere este larg răspândită în Europa de Vest (tab. 3.60).

Tabelul 3.59. Valori tipice pentru estimarea potențialului de generare a biogazului din dejecții de animale în sisteme de fermentare anaerobă de mare randament, de capacitate medie [62].

Specificație	Vaci de lapte	Taurine, la îngrășat	Porcine la îngrășat	Găini ouătoare
Fecale proaspete nediluate împreună cu urina* (l/1000 kg animal · zi)	82	60	65	53
Cantitatea totală de substanță uscată (kg s.u./1000 kg animal · zi)	10,6	7,4	5,9	12,9
Cantitatea de materie organică (kg m.o./1000 kg animal · zi)	8,6	5,9	48	9,5
Fracțiunea de materie organică convertită în biogaz (%)	35	45	50	60
Cantitatea de biogaz produsă**:				
1. m ³ /1000 kg animal · zi	3,28	2,89	2,62	6,21
2. m ³ /l de dejecții nediluate · zi	0,04	0,048	0,04	0,117
3. m ³ /kg m.o.	0,38	0,49	0,54	0,65
4. m ³ /m ³ fermentator · zi	1,1	1,3	1,1	1,3

*) Pentru a se estima volumul de fecale nediluate plus urina se multiplică numărul de animale cu greutatea medie a animalelor, apoi se divide la 1000 și se înmulțește cu numărul din tabel. Exemplu: 200 găini · 2,5 kg · 1/1000 kg · 53 l/zi = 265 l/zi

**) Cantitatea estimată, considerând că se produce 1,09 m³ biogaz (65% CH₄, 35% CO₂) pe kg de materie organică descompusă. Exemplu: în cazul vacilor de lapte potențialul de generare a biogazului este de 35 · 8,6 : 100 · 1,09 = 3,28 m³/zi / 1000 kg animal.

Bunăoară, în jur de 150 de instalații sunt relativ noi (construite după 1988), dintre care cca 120 numai în Germania. Majoritatea instalațiilor sunt de capacitate mică și medie, permițând de a trata de la 1 la 20 m³/zi de materie organică. Nouă instalații din Germania tratează peste 20 m³/zi de materie organică [63].

Instalațiile existente în Europa pot fi clasificate în felul următor:

- de capacitate mică și medie, individuale;
- de capacitate mare, individuale (cu utilizarea de tehnologii avansate, construite industrial);
- comune (colective), cu colectarea dejecțiilor de la fermierii individuali și construite industrial, cu utilizarea tehnologiilor avansate de fermentare.

Instalațiile de capacitate mică reprezintă în jur de 70% din instalațiile existente, fiind folosite de vreo 60 de ani. În Elveția, Austria, Franța și Marea Britanie predomină instalațiile mici, individuale. Jumătate din cele 28 de instalații existente în Danemarca sunt de capacitate mică și medie. Circa 190 din instalațiile existente în Germania sunt de aceeași categorie, 25 din acestea fiind construite în ultimii 10 ani.

Tabelul 3.60. Instalații de biogaz existente în Europa pentru tratarea dejecțiilor animale [63].

Țara	Numărul de instalații
Germania	200
Elveția	90
Austria	50
Marea Britanie	30
Danemarca	28
Italia	20
Franța	15
Suedia	5
Celelalte țări	30
Total	470

Pot fi menționate două tipuri de bazine de fermentare utilizate în instalațiile de tratare a dejecțiilor animaliere:

- orizontale din oțel, utilizate cu rezervoare standard din oțel prevăzute pentru păstrarea combustibililor lichizi;
- verticale din oțel, dotate cu rezervoare-tip pentru păstrarea diferitelor lichide.

Fermentatoarele metalice orizontale au volume de la 50 până la 100 m³, mai rar de 150 m³ și sunt dotate cu utilaj de malaxare cu ax orizontal.

Pentru instalațiile de capacitate medie se utilizează, de regulă, rezervoare verticale (cilindrice) din beton armat, ale căror volume variază între 250 și 600 m³, dar sunt destul de frecvente și cele de la 800 la 1200 m³, având adâncimi între 3 și 6 m și diametrele între 8 și 16 m. Deseori, acestea sunt construite subteran, asigurându-se astfel atât o economie de spațiu, cât și izolarea termică. Până în 1985 majoritatea instalațiilor individuale foloseau biogazul numai pentru încălzire.

În prezent, majoritatea instalațiilor utilizează cogenerarea pentru producerea electricității, cu recuperarea căldurii ca produs secundar, pentru încălzirea locuințelor sau a apei. Biogazul este stocat în gazometre cu capacitatea de 60-100 m³.

Majoritatea covârșitoare a instalațiilor de capacitate mică și medie, individuale, sunt construite cu puterile proprii. O instalație de fermentare a dejecțiilor de la 100 vaci – instalație-tip, de exemplu, pentru Germania – costă \$100000 – 120000 (SUA). Construcția instalațiilor în Germania este subvenționată în volum de 20–25%. Tot în această țară electricitatea obținută din biogaz se poate vinde la un preț de 0,1\$ SUA/kWh. Astfel, biogazul cogenerat aduce un venit anual de 2000\$ SUA din recuperarea căldurii.

Instalațiile de biogaz de capacitate mare sunt utilizate pentru tratarea dejecțiilor lichide de la complexe zootehnice. După 1990 în Germania au fost construite 5 astfel de instalații și câteva în Olanda, Marea Britanie și Danemarca. Pe teritoriul fostei RDG (Germania de Est) funcționează 7 instalații cu un randament de 20000 m³/zi biogaz [63].

Instalațiile colective (comune) de biogaz sunt indicate pentru tratarea dejecțiilor animaliere colectate de la fermieri. Instalațiile de acest tip au început să fie exploatate prin 1985. În prezent funcționează 14 instalații, care tratează peste 440 tone de dejecții animaliere acumulate de la mai mult de 80 de ferme [63]. Aceste instalații sunt foarte solicitate îndeosebi în Danemarca, din următoarele rațiuni:

- tradiția daneză pune accentul pe cooperare și interesarea comunității;
- majoritatea localităților sunt dotate cu sisteme centralizate de încălzire, care pot utiliza energia termică recuperată de la sistemele de cogenerare a biogazului.

Acest tip de instalații a căpătat o largă răspândire datorită implicării Agenției daneze de energie, care a inițiat și a luat sub supraveghere un program special pentru construirea instalațiilor centralizate de biogaz. Dejecțiile animaliere sunt colectate cu un transport special. Până în prezent, se utiliza regimul termic mezofil (32-35°C) în raport de 10:5 față de regimul termofil (50-55°C) de fer-

mentare. Dar, în ultimul timp, 4 din cele 5 instalații date în exploatare prevăd regimul termofil de fermentare. O problemă majoră a acestor instalații rezidă în igienizarea (eliminarea microflorei patogene) dejecțiilor. Biogazul din majoritatea instalațiilor este cogenerat, iar căldura recuperată este livrată în rețeaua municipală de încălzire.

În prezent, toate instalațiile folosesc drept materie primă nu numai dejecțiile animaliere, dar și reziduuri organice industriale, cu precădere pe cele provenite din industria alimentară - până la 37% - ceea ce a permis să se dubleze sau chiar să se tripleze producția de biogaz și să se stabilizeze procesul de fermentare anaerobă. Una din problemele centrale ale personalului care deservește aceste instalații este logistica și transportul dejecțiilor. Reziduurile organice destinate fermentării în respectivele instalații sunt colectate pe o rază de 10 km.

Parametrii de funcționare a celor mai reprezentative instalații comune/colective din Danemarca sunt redați în tabelul 3.61.

În această țară, energia produsă de 1m³ biogaz costă 0,28 \$SUA, iar când gazul este convertit în căldură și electricitate costul acestuia se ridică la 0,42 \$SUA. Colectarea și transportul dejecțiilor implică 35-50% din cheltuielile totale de exploatare. Toate instalațiile dispun de vehicule proprii, transportul din exterior este folosit mai mult pentru reziduurile industriale. Pentru a fi balansate economic, primele instalații colective/comune au avut nevoie de subsidii substanțiale (30-40%), iar cele noi sunt subvenționate în volum de 20%.

Să descriem o instalație individuală tipică pentru Germania. Bunăoară, un fermier deține 70 de vaci și alte 60 de animale domestice și o instalație de biogaz care funcționează din decembrie 1994, cu următoarele caracteristici (tab. 3.62).

Instalația colectivă/comună din or. Ribe, Danemarca, prima instalație de biogaz care funcționează în regim termofil (52-55°C), a fost pusă în funcțiune în 1990, fiind proprietatea unei societăți pe acțiuni. Biogazul produs este livrat unei companii de electricitate, care practică cogenerarea și furnizează căldură orașului. Tabelul 3.63 conține informații utile despre funcționarea acestei instalații.

Tabelul 3.61. Parametrii de funcționare a 10 instalații colective din Danemarca [63].

Nr.	Capacitatea, m ³ /zi	Dejecții animaliere, %	Reziduuri organice, %	Regimul termic de fermentare, °C	Durata fermentării, zile	Producția de biogaz, m ³ /zi	Utilizarea biogazului
1	44	63	37	37	34	4400	Cogenerare
2	58	73	27	56	15	4500	Idem
3	53	70	30	35	29	3100	Idem
4	27	86	14	37	28	900	Încălzire
5	132	70	30	52	16	7100	Cogenerare
6	152	77	23	37	21	7100	Idem
7	37	75	25	44	15	1200	Furnizat în rețea
8	402	84	16	53	12	11800	Cogenerare
9	385	67	33	37	20	11400	Idem
10	453	79	21	52	17	14800	Idem

Tabelul 3.62. Parametrii de bază ai instalației individuale de biogaz din Baden-Wurtemberg [63].

Indici	Valorile
Alimentarea zilnică	6 m ³ /zi
Volumul fermentatorului	475 m ³
Regimul termic de fermentare	37°C
Volumul util al fermentatorului	425 m ³
Utilajul de amestecare	Pale, 7,5 kW
Producția de biogaz	150 m ³ /zi (60% metan)
Căldura necesară pentru menținerea procesului de fermentare	25% pentru încălzirea fermentatorului
Stocarea biogazului	Butelie de 70 m ³ plasată într-un container
Utilizarea biogazului, cogenerare	Motor Diesel, 30 kW
Producție de electricitate	90000 kWh/an
Consum de energie electrică în gospodărie	20000 kWh/an
Utilizarea căldurii recuperate	50000 kWh/an pentru încălzirea locuinței (220 m ²) și a apei
Valoarea investiției	150000 mărci germane (DM)
Valoarea subvenției	35000 DM
Cheltuielile anuale de menținere	14000 DM
Venitul anual obținut de la vânzarea electricității și economia de petrol	19000 DM

Tabelul 3.63. Indicii de bază ai instalației colective de biogaz din Ribe, Dane-marca [63].

Alimentarea zilnică cu dejecții animaliere	300 t/zi
Adaos zilnic de reziduuri industriale	40 t/zi
Volumul total al fermentatorului	4650 m ³ (3x1550 m ³)
Temperatura de fermentare	53°C
Producția de biogaz	11800 m ³ /zi (65% CH ₄)
Consumul de căldură pentru menținerea regimului termic de fermentare	< 20%
Stocarea biogazului	Rezervor de 1000 m ³
Investiții totale	7,5 milioane \$ SUA
Subvenții	3,0 milioane \$ SUA
Vânzări la 1 m ³ de materie primă	8,20 \$ SUA
Cheltuieli la 1 m ³ de materie primă	5,20 \$ SUA
Venit net la 1 m ³ de materie primă	3,0 \$ SUA

A) Propuneri privind realizarea instalațiilor de producere a biogazului, de capacitate redusă (sistem gospodăresc)

Generalități. Biogazul este un produs gazos rezultat la fermentarea anaerobă a materiei organice existente în reziduuri de natură animală și vegetală din gospodării individuale, comune sau mici ferme de animale.

Din aceste materii prime (dejecții animaliere, deșeuri menajere, fecale umane, resturi vegetale etc.), după o durată de fermentare de 30-60 zile (variabilă în funcție de conținut, temperatură, umiditate etc.) rezultă:

- biogaz cu o putere calorică inferioară de cca 5.000 kcal/mc (conținut de metan – CH₄ – de cca 60%);
- nămol fermentat și apă de nămol ce pot fi utilizate cu bune rezultate ca îngrășământ natural.

Criterii privind stabilirea dimensiunilor instalației. Mărimea instalației este determinată în funcție de disponibilul de materii prime, de capital pentru realizarea investiției și de necesarul de biogaz. Volumul minim de fermentare care corespunde în general unei producții echivalente cu o butelie de gaze lichefiate, este de cca 5 mc pentru regim de fermentare normal (mediu încălzit, cu temperatura caracteristică de 15 °C).

Caz practic: o familie din patru persoane dispune de o vacă, un vițel, doi porci și douăzeci de găini ouătoare. Colectând toate reziduurile din gospodărie, inclusiv resturile vegetale (paie, frunze, curpeni de cartofi, fasole etc.) încât să se asigure zilnic cca 100 kg de materie primă, la care se adaugă cca 100 l de apă și utilizând un fermentator de 10 m³, se poate obține o cantitate de biogaz de aproximativ 4,5 m³/zi, la o presiune de 150-200 milimetri col. H₂O. Alimentarea cu materie primă se poate face zilnic sau periodic, la 3-5 zile de la pornirea (amorsarea) instalației. Biogazul se produce după cca 15 zile. Ulterior, în regim de funcționare normal, producția este zilnică, cantitatea de biogaz fiind corelată cu cea de materii prime introduse în fermentator.

Dacă în camera de fermentare se acumulează o cantitate mare de material inert solid (nămol mineralizat, nisip etc.), acesta se evacuează manual (aproximativ o dată pe an).

Tipuri constructive: materiale de construcții utilizate. Fermentatoarele pot fi executate pentru volume de 5, 10, 25 și 50 m³. Ele pot fi din beton, de formă rectangulară (10 și 25 m³) sau circulară, din tuburi de beton armat, fiind prevăzute cu clopot metallic multifuncțional pentru acumularea biogazului (5, 10, 25 și 50 m³). Pentru zone cu temperaturi medii multianuale de 12°C este absolut obligatorie termoizolarea pereților exteriori și a plăcii pentru a se menține în interiorul fermentatorului temperaturi care să permită desfășurarea procesului de fermentare. O termoizolație rezonabilă poate fi asigurată de zidării fără mortar, cu baloturi de paie învelite etanș în polietilenă. În funcție de posibilitățile locale și de fondurile disponibile, se pot alege și soluții de termoizolare cu materiale clasice.

Pentru îmbunătățirea randamentului, fermentatorul de tip rectangular poate fi acoperit cu gunoi de grajd (bălegar și paie) care prin compostare cedează căldură, asigurând astfel o viteză mai mare de reacție în bazin. La fermentatorul de tip circular, pentru asigurarea unui randament corespunzător în perioadele friguroase, se recomandă ca întreaga instalație să fie protejată de o construcție ușoară acoperită cu folie de polietilenă prin care să se asigure efectul de seră.

Fermentatoarele pot fi amplasate în curtea proprietarului sau la îndemâna mai multor beneficiari în cazul unor capacități mai mari ale instalațiilor.

Pentru zonele cu ape freatiche e preferabilă soluția subterană, adică amplasarea fermentatorului în radier sau semiîngropat, cu protecție suplimentară prin acoperire cu pământ.

De notat că aceste fermentatoare asigură acumularea producției de biogaz, funcționează continuu pe întreaga durată a anului, se alimentează ușor, nu necesită o supraveghere continuă și calificată și nici consum de energie electrică.

B) Calculul orientativ al energiei calorice recuperabile într-o gospodărie de fermieri prin fermentare anaerobă a dejecțiilor animaliere

Exemplu: Un fermier ține în gospodăria sa 25 vite mari cornute și 50 de porci, aplicând fermentarea mecanică a dejecțiilor în scopul încălzirii încăperilor de locuit.

Cantitatea de dejecții animaliere este prezentată tabelul de mai jos.

Cantitatea zilnică de substanță organică fermentabilă va constitui:

- Vite mari cornute: $25 \cdot 4,9 = 122,5$ kg s.o./zi
- Porci: $50 \cdot 0,45 = 22,5$ kg s.o./zi

În baza calculelor poate fi estimată producția medie de biogaz corespunzătoare unei durate de fermentare de 15 zile, adică:

- $0,275$ m³/kg de substanță organică pentru dejecțiile de bovine și
- $0,485$ m³/kg S.O. pentru dejecțiile de porcine.

Producția zilnică de biogaz va constitui:

- de la vite mari cornute $0,275 \cdot 122,5 = 34,512$ m³/zi
- de la porci $0,485 \cdot 22,5 = 10,462$ m³/zi sau
- în total: $44,974$ m³ biogaz/zi.

Considerând puterea calorică medie a biogazului egală cu 5500 kcal/m³ (ceea ce corespunde unui conținut de 65% de metan în biogaz), constatăm că prin arderea acestuia se pot obține: $44,974 \cdot 5500 = 247357$ kcal/zi, ceea ce este echivalent cu $28,80$ litri de păcură/zi.

Energia termică netă se calculează excluzând necesarul de căldură pentru încălzirea fermentatorului și pierderile de căldură.

Pentru un timp de retenție (durată de fermentare) de 15 zile este necesar un bazin de fermentare cu volumul de $(48 \cdot 25 + 5,8 \cdot 50) \cdot 15 = 22$ m³.

Dacă considerăm temperatura exterioară egală cu 10°C , la un coeficient de pierdere a căldurii de $0,7$ se atinge o valoare a pierderilor zilnice de

$$\frac{22 \cdot 0,7 \cdot (35 - 10) \cdot 24}{1,16} = 7965 \text{ kcal.}$$

Pentru a încălzi zilnic 1490 kg de dejecții, la căldura specifică de $1,35$ cal/m³ grad sunt necesare (randamentul net al cazanului fiind de $0,85$):

$$\frac{1,35 \cdot 1490 \cdot (35 - 10)}{0,85} = 59162 \text{ kcal.}$$

În total, pentru asigurarea funcționării fermentatorului se va consuma în jur de 27% de biogaz. Pentru necesitățile gospodărești ale fermierului (încălzire, pre-

Surse de dijecții	Greutatea vie a animalului (păsării), kg	Dejecții, kg/zi	Substanță organică, kg/zi
Vacă de lapte	580	48	4,9
Porc la îngrășat	90	5,8	0,45
Pasăre	1,8	0,135	0,022

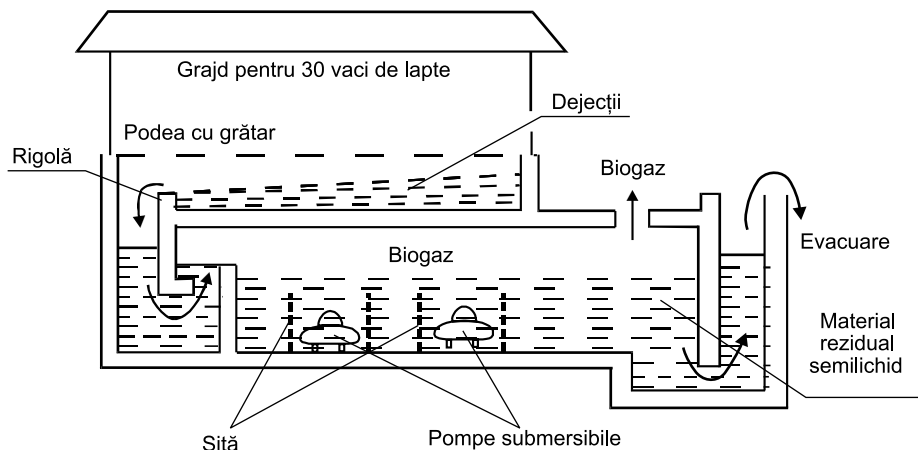


Figura 3.44. Schema instalației de producere a biogazului.

gătirea bucatelor etc.) mai rămân $247357 - (7965 + 59162) = 180230$ kcal/zi, energie echivalentă cu 21 l motorină/zi.

Pentru un calcul mai precis va trebui să se țină cont de cheltuielile energetice pentru pomparea dejecțiilor și amestecarea conținutului bazinului de fermentare (fig. 3.44).

3.3.2.3. Apele uzate și nămolurile de la stațiile de epurare

Pe parcursul epurării aerobe a apelor uzate, care se desfășoară numai în prezența unui sistem de alimentare a procesului cu oxigen (sistem de aerare cu un consum mare de energie), are loc transformarea unei părți considerabile de substanță organică biodegradabilă (care poate fi descompusă prin metode biotehnologice) într-un alt tip de biomasă, cea a bacteriilor epuratoare, aceasta, la rândul său, creând probleme de tratare ulterioară similare cu cele specifice procesului de prelucrare a nămolurilor de la stațiile de epurare.

La epurarea anaerobă a apelor uzate, se consumă considerabil mai puțină energie (pentru menținerea regimului termic în bazinele de fermentare). Totodată se produce biomasă în exces (nămol secundar), transformându-se în nămol numai 4% din substanța organică biodegradabilă, fermentarea anaerobă fiind însoțită de degajarea unui amestec de gaze – biogaz combustibil (fig. 3.45). Teoretic, la fermentarea substanței organice echivalentă cu 1 kg de CCO (consum chimic de oxigen) se obține $0,35 \text{ m}^3$ de metan.

Trebuie de menționat că prin fermentarea anaerobă se poate obține eliminarea parțială a substanțelor organice biodegradabile, descompunerea acestora fiind posibilă numai prin epurarea biologică aerobă. Deci, după o tratare anaerobă prealabilă, e necesar să fie prevăzută epurarea aerobă, înainte de deversare în emisar a apelor uzate epurate. Astfel, devine avantajoasă o combinație a tratării anaerobe, cu consum redus de energie și fără producere de nămol, cu epurarea aerobă, care asigură o bună eliminare a poluanților din apa uzată și epurată

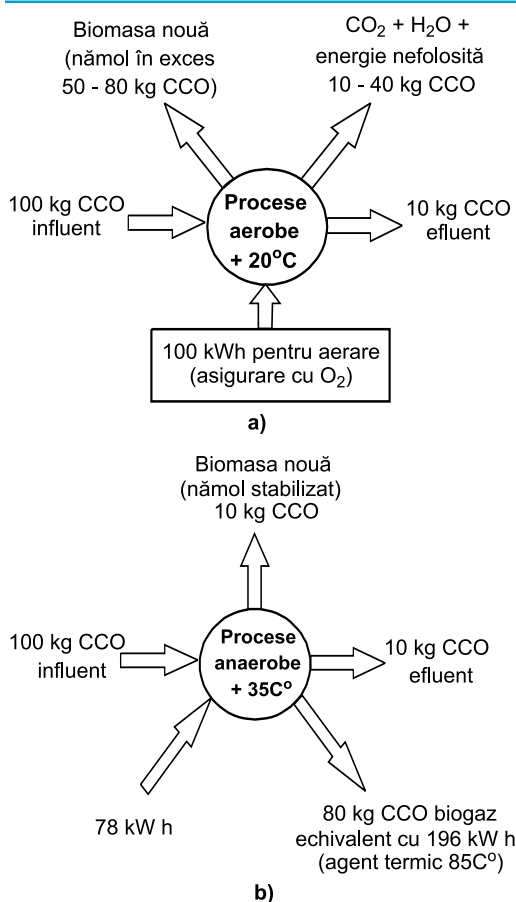


Figura 3.45. Caracteristica energetică a proceselor biologice de epurare aerobă (a) și anaerobă (b) a apelor uzate industriale.

parțial în prealabil. Ținând cont de faptul că prin fermentarea anaerobă, în funcție de procedeul utilizat, poate fi obținută eliminarea a 80-90% din substanța biodegradabilă, la faza aerobă urmează să se descompună numai restul de 10-20%, respectiv, cu un consum redus de energie și o producție mult mai mică de nămol secundar.

Apele reziduale industriale cu conținut înalt de poluanți organici biodegradabili, cum ar fi cele din industria alimentară, zootehnie, pielărie etc. pot fi de asemenea tratate prin utilizarea tehnologiilor avansate de fermentare anaerobă cu ajutorul microflorei fixate. Prin investigațiile efectuate în cadrul U.T.M. au fost obținute rezultate promițătoare prezentate în tabelul 3.64. Astfel, se constată o eficiență de eliminare a substanței organice de ordinul a 60 – 80%, la timp de retenție de la 0,2 până la 3 zile.

După cum s-a mai menționat, în acest domeniu este oportună epurarea combinată a apelor uzate: anaerobă – aerobă. Avantajele unei astfel de epurări se demonstrează

ilustrând exemplul unei fabrici de bere (fig. 3.46-3.48) [64].

Pentru a exemplifica utilizarea epurării anaerobe în plan global, prezentăm diagramele din figurile 3.49-3.56 [52].

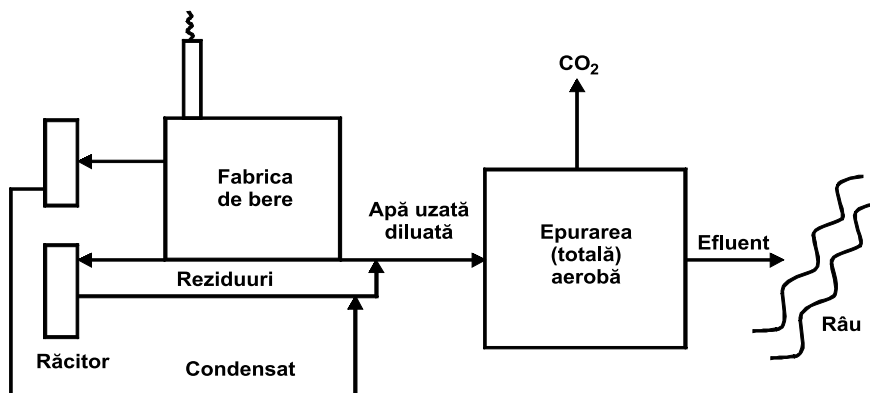
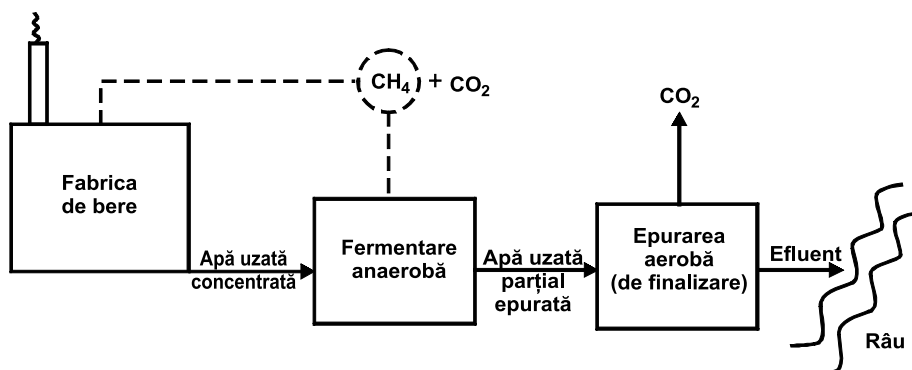
Epurarea apelor uzate duce la reținerea și formarea unor cantități importante de nămoluri ce înglobează atât impuritățile conținute în apele brute, cât și cele formate în procesele de epurare.

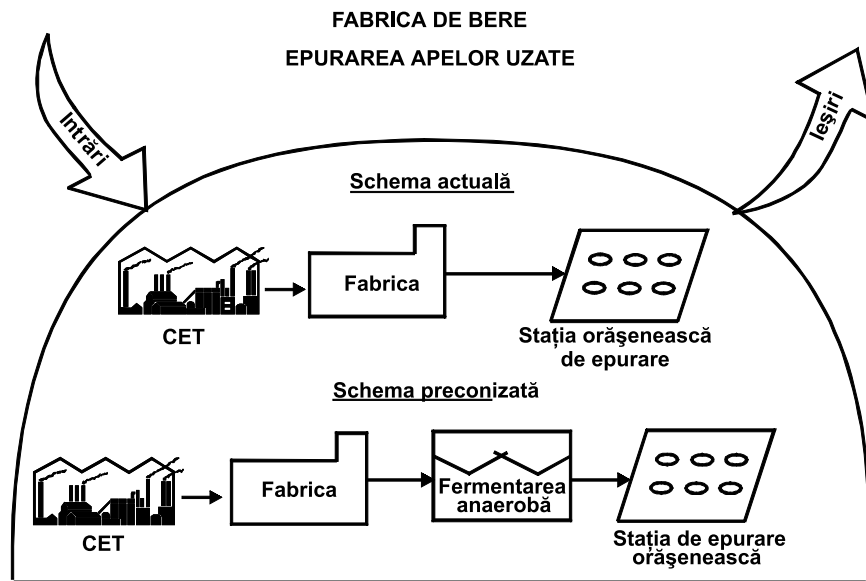
Principalele surse de nămol și modurile de tratare a acestora în schema mecanico-biologică de epurare a apelor uzate – cea mai răspândită și practică în toată lumea – sunt prezentate în figura 3.57.

În tabelul 3.65 sunt redați câțiva parametri ai fermentării anaerobe mezofile (la temperatura de funcționare 30-35°C) a nămolurilor acumulate la stațiile de epurare a apelor uzate și a unor nămoluri industriale.

Tabelul 3.64. Rezultatele tratării anaerobe a reziduurilor lichide provenite de la creșterea rațelor (Fabrica de păsări din satul Bâcovăț) [55].

Nr.	Temperatu- ra tratării, °C	Durata tratării, zile	CCO inițial al reziduu- rilor, mg/dm ³	Eficiența epurării, %	Producția totală de biogaz, l/zi	Producția specifică de biogaz	
						m ³ /m ³ de instalație	m ³ /kg CCO
1	10	3,0	11980	78,5	21,2	0,71	0,177
2	10	2,0	12100	73,3	26,3	0,88	0,145
3	10	1,5	12400	66,5	35,0	1,18	0,141
4	10	1,0	12150	60,3	48,7	1,62	0,134
5	10	0,67	12200	51,4	64,1	2,05	0,117
6	20	3,0	12030	86,2	32,3	1,08	0,268
7	20	2,0	12310	82,6	41,1	1,37	0,223
8	20	1,5	12100	78,0	48,9	1,63	0,202
9	20	1,0	12180	72,8	61,4	2,11	0,168
10	20	0,67	12200	65,0	89,6	2,89	0,163
11	30	2,0	12200	94,9	93,0	3,14	0,508
12	30	1,5	12185	93,4	120,0	4,00	0,492
13	30	1,0	12100	90,0	171,1	5,70	0,471
14	30	0,75	12200	87,2	222,3	7,40	0,454
15	30	0,5	12100	81,8	324,0	10,80	0,446
16	35	1,5	12150	95,9	126,5	4,21	0,520
17	35	1,0	12240	93,9	189,0	6,30	0,515
18	35	0,75	12320	93,0	246,1	8,20	0,502
19	35	0,5	12100	88,3	361,4	12,00	0,497
20	35	0,2	12050	73,0	840,0	28,00	0,448

**Figura 3.46.** Schema convențională de epurare a apelor uzate.**Figura 3.47.** Schema tratării anaerobe-aerobe a apelor uzate.



Intrări	Prezent	Viitor	Economii
Energie, mii kWt/an	200	136	64
Gaz, m ³ /an	37750	32080	5670
Substanțe nutritive (N și P), tone/an	610	0	610
Ieșiri			
Nămol (t s.u./an)	12,900	6,120	6,780
Emisii de CO ₂ de la CET, t/an	107,400	72,900	34,500
Emisii CO ₂ de la epurarea apelor uzate, t/an	187,000	165,000	22,000

Figura 3.48. Impactul implementării epurării anaerob-aerobe asupra parametrilor de funcționare a fabricii de bere.

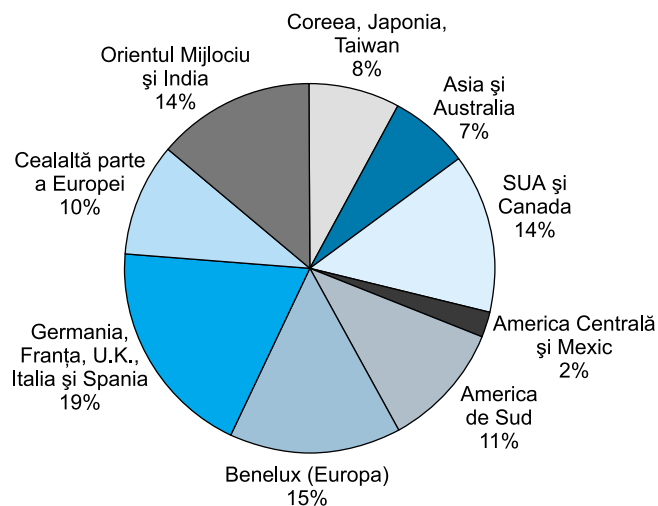


Figura 3.49. Distribuția instalațiilor de fermentare anaerobă a apelor uzate industriale în aspect regional (numărul total - 599).

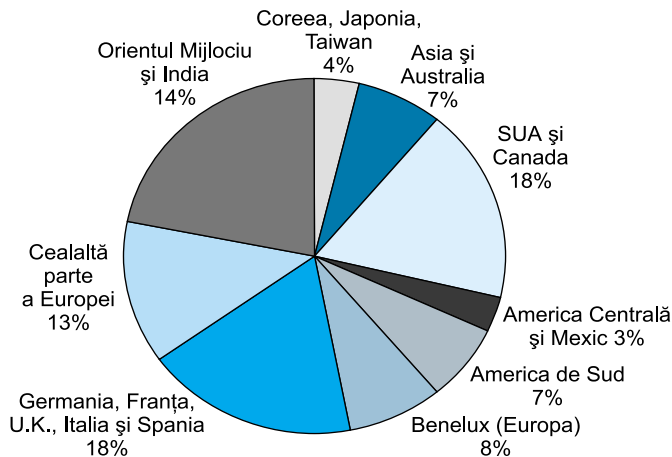


Figura 3.50. Distribuția instalațiilor de capacitate mare pentru fermentarea anaerobă a apelor uzate industriale în aspect regional (numărul total - 234)

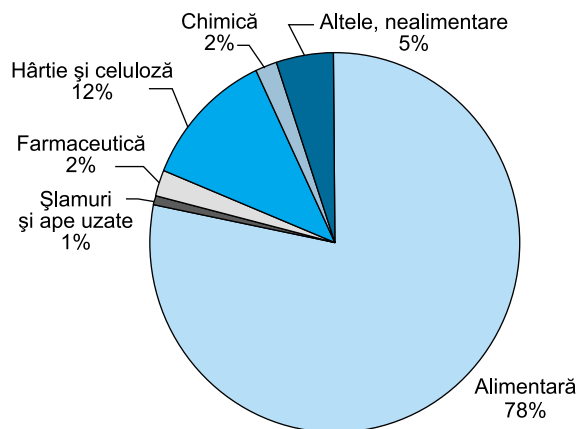


Figura 3.51. Distribuția instalațiilor de fermentare anaerobă a apelor uzate pe tipuri de industrii (numărul total – 599).

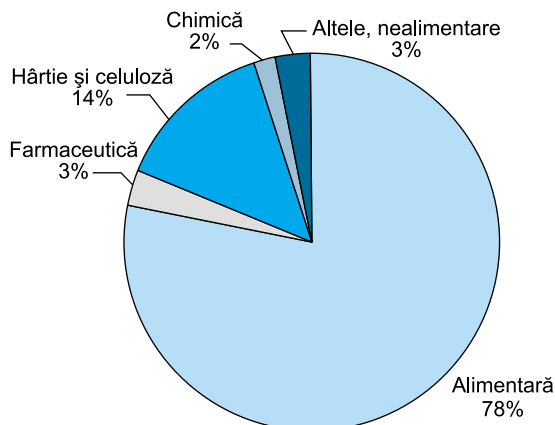


Figura 3.52. Distribuția instalațiilor de capacitate mare pentru fermentarea anaerobă a apelor uzate industriale pe tipuri de industrii (numărul total – 234).

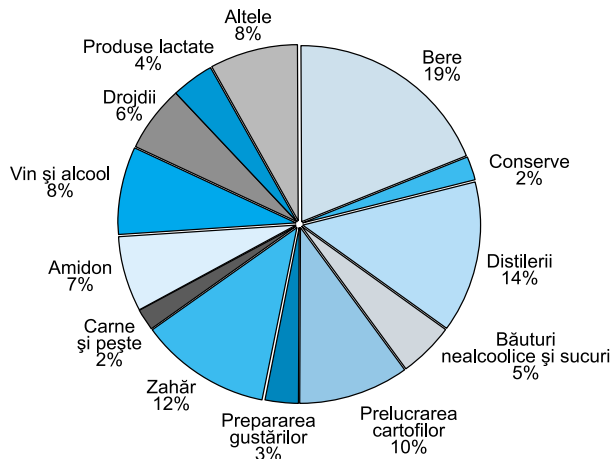


Figura 3.53. Distribuția instalațiilor de fermentare anaerobă a apelor uzate din industria alimentară (numărul total – 460).

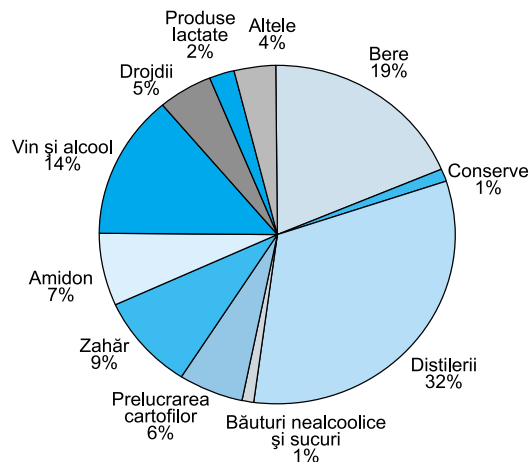


Figura 3.54. Distribuția instalațiilor de capacitate mare pentru fermentarea anaerobă a apelor uzate din industria alimentară (numărul total – 139).

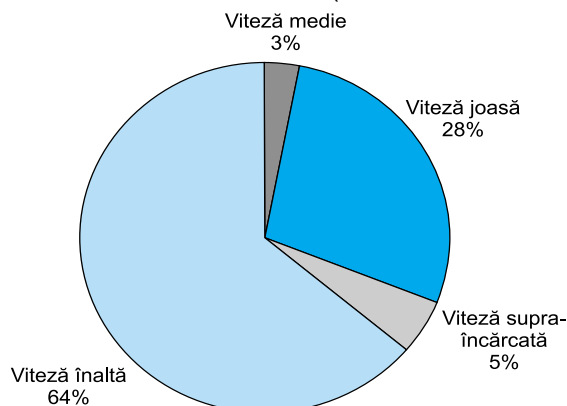


Figura 3.55. Distribuția instalațiilor de fermentare anaerobă a apelor uzate industriale în funcție de procedeele utilizate (numărul total – 599).

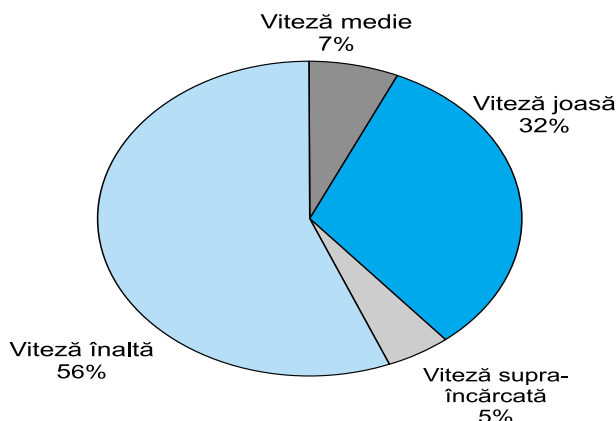


Figura 3.56. Distribuția instalațiilor de capacitate mare de fermentare anaerobă a apelor uzate industriale în funcție de procedeele utilizate (numărul total – 179).

Tabelul 3.65. Parametrii fermentării mezofile a nămolurilor de la stațiile de epurare [65].

Proveniența nămolului	Gradul de încărcare organică, kg/m ³ zi	Durata de fermentare, zile	Gradul de mineralizare, %	Producția de biogaz, m ³ /kg substanță organică
Nămol primar de la stațiile orășenești de epurare	3,0-4,5	10-15	50-55	0,49-0,52
Nămol activ de la stațiile orășenești de epurare (mecanico-biologică)	3,0-4,5	10-15	40-44,5	0,42-0,43
Nămol mixt de la stațiile locale de epurare mecanico-biologică	3,0-4,5	10-15	45-50	0,4-0,5
Nămol primar de la fabricarea spirtului și drojdiei	2,0	10-30	60	0,6
Nămol provenit de la abatoare	2,5-3,0	10	50	-
Nămol primar de la ferme de porcine	2,0-2,5	12-15	50	0,5-0,6
Dejecții de la ferme de taurine	2,5-3,0	15-20	50	0,2-0,3
Nămol primar provenit de la tăbăcării	2,0-2,5	20-25	-	0,34

3.3.2.4. Deșeuri solide menajere

Dacă fermentarea anaerobă ca tehnologie de igienizare, deodorizare și stabilizare a nămolurilor este aplicată pe scară largă încă de prin anii '30 ai secolului trecut, metanizarea deșeurilor solide menajere are o istorie mult mai recentă.

Dintre tehnologiile de fermentare anaerobă a deșeurilor solide pot fi menționate fermentarea în stare umedă (cu diluarea reziduurilor cu apă până la o umiditate de cca 90% - fig. 3.58), depozitarea deșeurilor în locuri autorizate cu extragerea ulterioară a biogazului cu ajutorul sondelor după o perioadă de păstrare (cca 20 ani).

Potențialul de generare a metanului de către depozitele de deșeuri menajere este evaluat ca fiind de 62-125 m³/tonă de substanță uscată din totalul de rezidu-

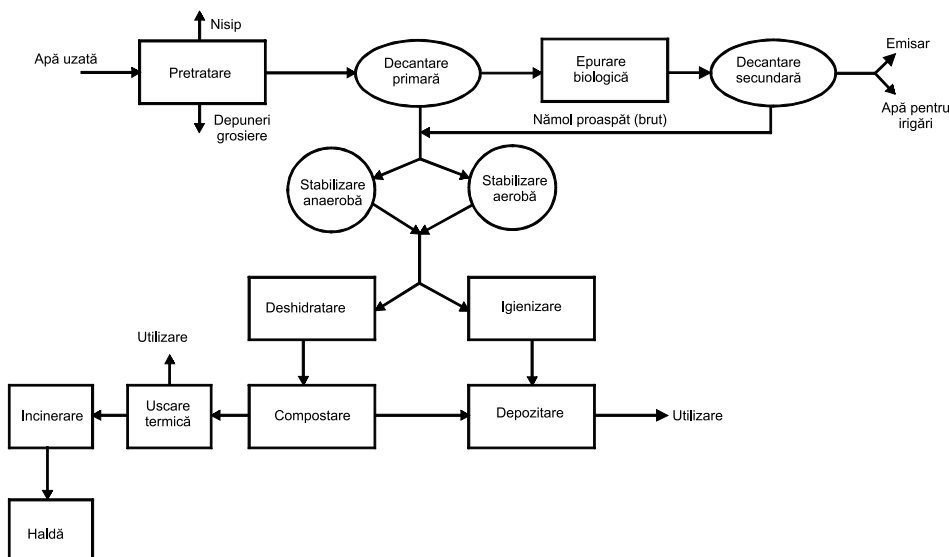


Figura 3.57. Surse de nămol și moduri de tratare în stațiile de epurare mecanico-biologică a apelor uzate.

uri stocate. Într-o perioadă de 20-40 ani de la stocare din depozitele de deșeuri se pot extrage prin sonde 2,5-12,5 m³/tonă de s.u. pe an. Din gazul acumulat în aceste depozite pot fi recuperate de la 50 până la 90% de biogaz în funcție de mai mulți factori, inclusiv distanța dintre sonde și adâncimea lor, precum și permeabilitatea stratului de acoperire a depozitului.

Prelucrarea deșeurilor menajere solide cu ajutorul tehnologiilor de fermentare a acestora în stare lichidă, cunoscută în Europa de Vest sub denumirea „Valorga process”, este răspândită mai ales în Olanda și în Franța. Una dintre cele mai reprezentative instalații (Tilburg, Olanda) funcționează din 1994 [66].

Astfel, sunt supuse la fermentare deșeuri menajere solide cu un conținut de substanță uscată de 40-51%, inclusiv substanță organică 36-60%, particule inerte > 0,5mm – 8 ± 3% din substanța uscată, componentele principale fiind deșeurile menajere (38%) și resturile vegetale (62%). Instalația include:

- secția de preparare (recepția, eliminarea materiilor inerte și măcinarea);
- bazinele de fermentare (2 · 3300 m³) cu utilaj de amestecare, pompare, acumulare a biogazului, compresie, evacuare și deshidratare mecanică a materialului fermentat;
- secția de tratare a fazei lichide (limpezirea apei de proces, acumularea și încălzirea ei); cea mai mare parte a apei este refolosită pentru diluarea deșeurilor, iar surplusul este evacuat în rețeaua de canalizare;
- secția de compostare, care include reactoare închise pentru descompunerea materiilor solide timp de 7 zile și o platformă de stocare a compostului pe o durată de una sau mai multe săptămâni de unde este livrat consumatorilor;
- gospodăria de biogaz (epurarea de CO₂ și H₂S, introducerea în rețeaua orășenească de gazificare).

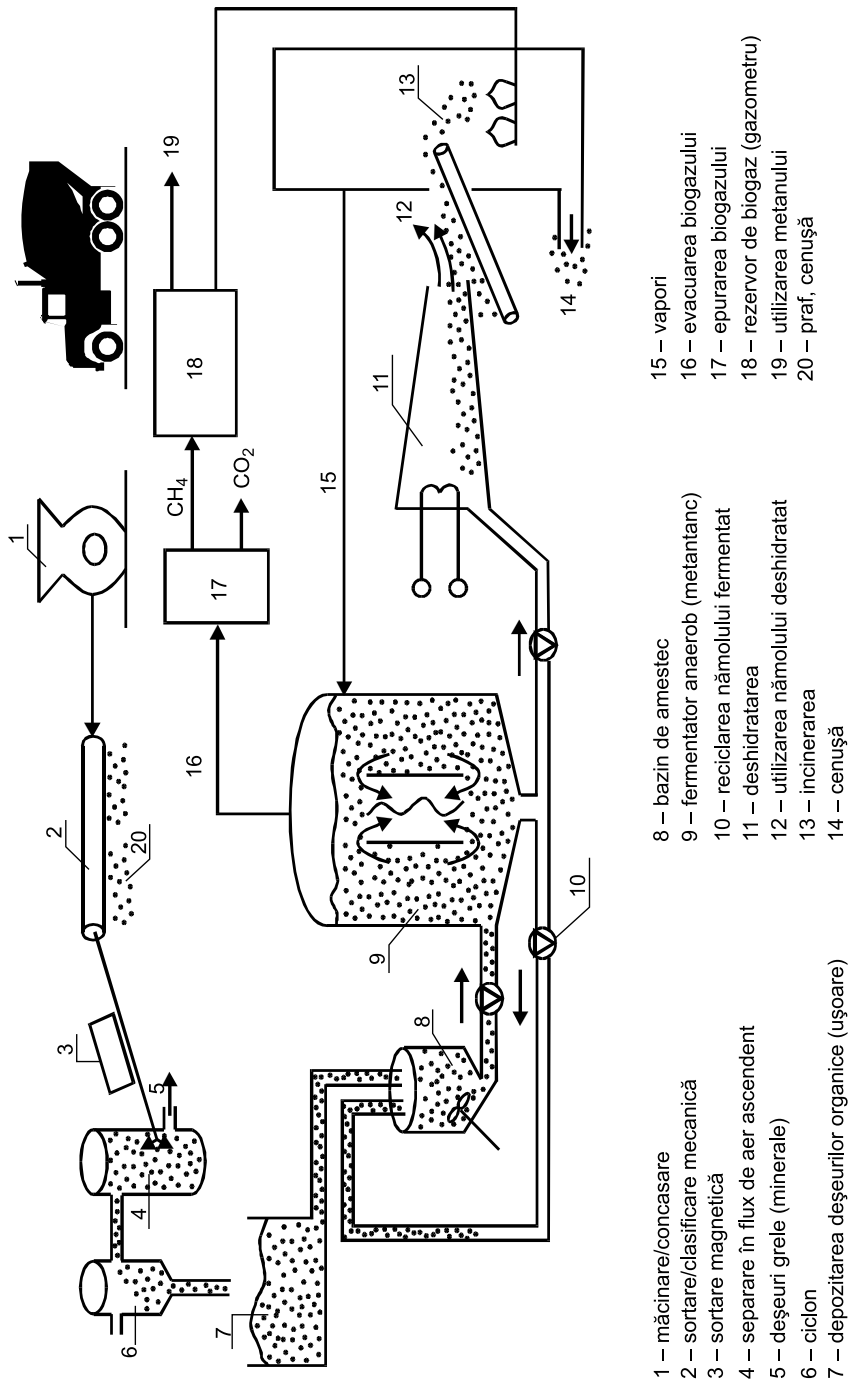
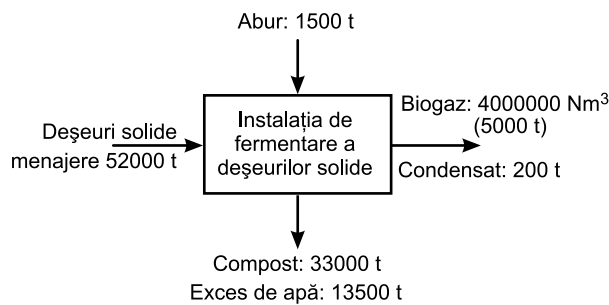


Figura 3.58. Obținerea biogazului din deșeuri solide menajere.

Bilanțul material anual al instalației din Tilburg poate fi prezentat astfel:



Parametrii medii de funcționare a instalației respective sunt prezentați în tabelul ce urmează:

Parametrii	Unități de măsură	Valorile medii anuale
Temperatura	°C	37-40
pH	-	7,0-7,2
Durata tratării	zile	24
Încărcarea organică (volumică) a fermentatoarelor	kg s.u. volatilă/m ³ · zi	7,0-8,6
Conținutul de metan în biogazul degajat	%	56
Producția specifică de metan	Nm ³ CH ₄ /t s.u. volatilă	200-250

La aceeași parametri funcționează și instalația din Amiens, Franța, care a fost dată în exploatare în 1998 și tratează 55000 tone/an de deșeuri în trei fermentatoare a câte 2400 m³ fiecare (capacitatea instalației permite tratarea a 7200 t/an).

Producția medie de biogaz este de 99 Nm³/t de deșeuri brute sau 146 Nm³/t de deșeuri separate de materialele inerte. Pe parcursul primilor 6 ani de funcționare instalația a produs 30900000 Nm³ de biogaz cu un conținut de metan de 54%.

Bilanțul anual de materii este următorul:

Intrare: Deșeuri menajere solide (bruto) – 54000 tone.

Ieșire: Biogaz – 5260000 Nm³ (6800 t):

Compost (îngrășământ organic) – 22100 tone;

Resturi combustibile – 20000 tone;

Sticlă, metal și alte materiale inerte – 5500 tone.

3.3.3. Aspecte tehnologice ale implementării fermentării anaerobe a biomasei

3.3.3.1. Sisteme și instalații de fermentare anaerobă

Ținând seama de condițiile care trebuie asigurate pentru realizarea fermentării substanțelor organice, este necesar ca o stație de producere a biogazului, în forma cea mai complexă (fig. 3.58) să cuprindă următoarele construcții, instalații, utilaje și aparatură:

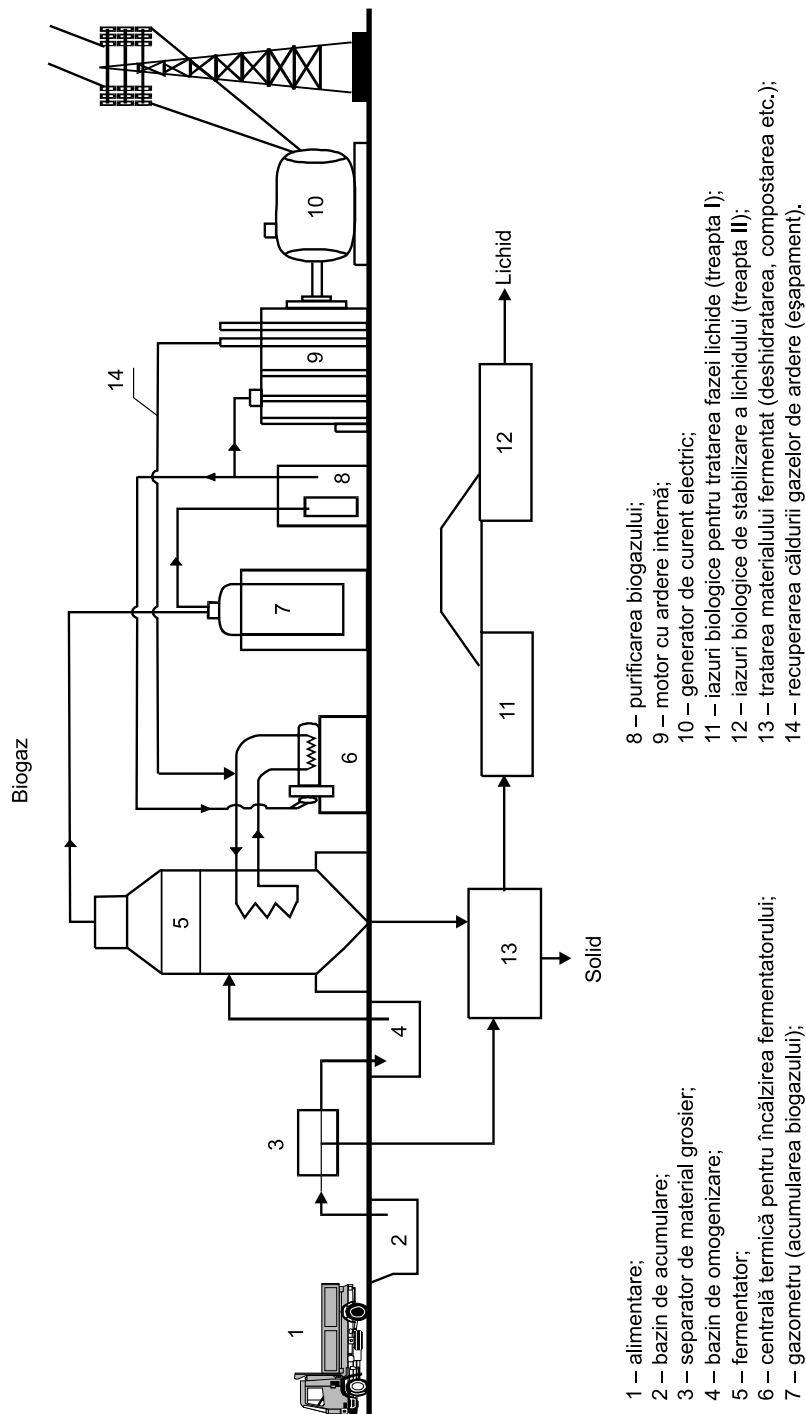


Figura 3.59. Instalație de biogaz.

- *Bazinele de fermentare* care, pentru buna desfășurare a procesului, trebuie să fie etanșe, izolate și termic și dotate cu sisteme sau instalații de încălzire, reciclare și omogenizare, dispozitive de captare a biogazului, instalații de alimentare cu materie primă, de evacuare a materialului fermentat, a materiilor plutitoare (crustă și spumă), cu sisteme de control al nivelului de material, dispozitive de prelevat probe, de urmărit presiunea și temperatura, precum și cu dispozitive de acces în bazinul de fermentare pentru operațiile de întreținere.
- *Instalații de pregătit și dozat materia primă* (nămolul și apele uzate) în vederea alimentării corespunzătoare a bazinelor de fermentare, care constau din bazine de omogenizare, concentratoare de nămol, instalații de reținere a corpurilor groșiere sau de măcinare a acestora, pompe, debitmetre și instalații de semnalizare automată a apariției unor substanțe inhibante, instalații de corectare a calității chimice a materiei prime, necesare pentru neutralizarea substanțelor inhibante ale procesului de fermentare sau pentru dinamizarea acestuia.
- *Instalații de captat, transportat, purificat și înmagazinat biogazul* constând din dispozitive de colectat biogazul din bazinul de fermentare, dispozitive de eliminat condensul, opritoare de flăcări, instalații de reducere a H_2S , dispozitive de odorizare a biogazului, compresoare pentru transportul biogazului sau injectarea în bazinul de fermentare în scopul omogenizării nămolului, contoare pentru biogaz, instalații de eliminare a CO_2 și, eventual, instalații de îmbuteliere a biogazului.
- *Instalații pentru conversiunea biogazului în energie* electrică și termică, respectiv, centrale termice și grupuri energetice de conversiune a biogazului în energie electrică și termică, necesare atât pentru cerințele tehnologice ale instalației de fermentare, cât și pentru valorificarea excedentului de biogaz.

Există două posibilități de recuperare a biogazului din deșeurile menajere:

- tratarea deșeurilor în locul apariției/producerii lor – în instalații mici sau individuale;
- tratarea centralizată a acestora în instalații de capacitate mare.

3.3.3.2. Evaluarea biogazului în calitate de combustibil și utilizarea lui

A) Gospodăria de biogaz

Biogazul rezultat din procesul de fermentare a substanțelor organice, conține CH_4 , în diverse proporții, la care se adaugă CO_2 și cantități mici de alte gaze printre care și H_2S . Pe lângă acestea, în biogazul evacuat din bazinul de fermentare sunt antrenate vapori de apă și stropi de nămol.

Densitatea relativă în raport cu aerul a CH_4 este 0,553, iar a CO_2 – 1,529. Greutatea specifică a CH_4 este 0,7 kg/m³, iar a CO_2 – 2,0 kg/m³.

Teoretic, raportul volumetric aer de combustie: biogaz este egal cu 6. În realitate, având în vedere efectul anticombustibil al CO_2 , raportul volumetric este cuprins între 10 și 13.

Viteza de ardere a biogazului este mai mică de 130 cm/s, din care cauză, pentru a se asigura arderea, trebuie efectuate unele reglări la arzătoare, cum ar fi reducerea accesului de aer primar și mărirea orificiilor de ieșire a aerului secundar.

Amestecul de biogaz cu aer în proporții cuprinse între 5 și 15 % este exploziv, iar CO_2 și H_2S sunt corozive. La concentrații ce depășesc 0,001% H_2S este perceptibil prin miros, iar dozele mai mari de 0,1 % sunt letale [53].

Bazinele de fermentare funcționează la presiuni cuprinse între 150 și 350 mm coloană H_2O (15–35 milibari), suficiente pentru alimentarea arzătoarelor din centralele termice și a grupurilor energetice de conversiune a biogazului în energie electrică și termică, dacă acestea sunt situate la 200 – 300 m depărtare de instalația de producere a biogazului.

Pentru a se preveni apariția stropilor de nămol și a vaporilor de apă, preluarea biogazului din bazinul de fermentare se face prin dispozitive speciale.

Pentru situațiile în care se depășește presiunea de regim se prevede și dispozitivul de siguranță, ce se realizează printr-o închidere hidraulică de 400 – 500 mm H_2O .

Transportul biogazului către gazometru și consumatori se realizează prin conducte din oțel zincate sau din alte materiale, care asigură o etanșeitate corespunzătoare, sunt rezistente la coroziune și la acțiunea soarelui, când aceste conducte se montează în aer liber. Conductele de biogaz sunt montate în pantă spre bazinele de fermentare și punctele de amplasare a separatoarelor de condens, în scopul evitării acumulării condensului pe acestea din urmă.

Separatoarele de condens se amplasează, de regulă, la baza bazinelor de fermentare, în căminuri – pentru a fi protejate contra înghețului.

Întrucât în majoritatea cazurilor biogazul poate să conțină – continuu sau intermitent – H_2S care este coroziv și foarte toxic chiar în cantități infime, pe conductele de biogaz, mai exact pe porțiunea de dinainte de gazometru sau de punctele de utilizare, se prevăd dispozitive de eliminare a acestuia.

Atât producția de biogaz cât și consumul acestuia prezintă variații zilnice și chiar orare. Din acest considerent, stațiile de producere a biogazului trebuie să fie dotate cu rezervoare, denumite *gazholdere* sau *gazometre*, care să asigure producția și consumul. Gazometrele pot fi instalate separat sau în grup cu bazinele de fermentare. Ele pot fi confecționate din metal, mase plastice și pânză impregnată.

Pentru instalațiile mici și cele individuale se pot folosi și saci din material plastic, protejați contra acțiunii soarelui, pe care se așază elementele de lestare (greutăți) necesare pentru asigurarea presiunii de utilizare. Gazometrele separate, cu clopot, pe lângă garda hidraulică trebuie să fie prevăzute și cu o supapă de siguranță, reglată la o presiune mai mică decât cea a închiderii hidraulice a bazinului de fermentare. Ca element suplimentar de siguranță, unele instalații sunt înzestrate cu un arzător al excedentelor de biogaz.

Este necesar ca, pe lângă analizatoare de gaz și manometre, instalațiile de producere a biogazului să fie prevăzute și cu contoare pentru măsurarea producției de biogaz.

Întrucât biogazul nu are miros specific, iar unele scurgeri sunt posibile în instalații, este obligatoriu ca pe conductele de evacuare a biogazului din bazinele de fermentare să fie montate dispozitive de odorizare cu mercaptan, fapt ce permite sesizarea imediată a pierderilor de biogaz.

Dacă în apropierea instalației de fermentare a reziduurilor organice nu există o centrală ce ar livra agentul termic necesar asigurării temperaturii de fermentare, trebuie să se prevadă construcția unei minicentrale termice ca anexă a instalației.

B) Utilizarea biogazului

Biogazul are o putere calorifică de 20–25 MJ/m³ și poate înlocui de minune orice tip de combustibil. La un raport normal de 70/29 conținut gaz metan/bioxid de carbon, 1m³ de biogaz este echivalent cu:

- 2,2 kg lemne uscate de fag;
- 0,54 l motorină;
- 0,52 l benzină;
- 0,6 m³ gaze naturale.

În ultimul timp, este folosit și drept carburant pentru mijloacele de transport, la motoarele termice, turbine etc.

Prin urmare, biogazul se utilizează curent pentru încălzire, pentru producerea de electricitate în grupuri electrogene și la alimentarea motoarelor de autovehicule.

Pentru sporirea eficienței energetice a instalațiilor de biogaz, s-au realizat sisteme de producere combinată (cogenerare) a electricității și a căldurii. Plasând schimbătoarele de căldură în lichidul de răcire a motorului termic și folosind un sistem de încălzire ce utilizează gazele de eșapament, se recuperează o parte din căldura emanată de motor; această căldură servește la încălzirea apei care asigură temperatura optimă în fermentator.

Datele tehnice privitor la funcționarea și performanțele grupurilor electrogene și ale sistemelor combinate de producere a electricității și căldurii, utile în instalațiile de fermentare anaerobă alimentate cu reziduuri organice sunt prezentate în [53] și în literatura de specialitate.

Argumentele economice probează că valorificarea biogazului este pertinentă, cu prioritate, la locul de producere a acestuia, cel puțin în prezent.

Întrucât e posibil ca la unele stații de producere a biogazului, de capacitate medie și mare, să apară în anumite perioade (mai ales, vara) excedente de biogaz, care nu pot fi valorificate în zonă, în asemenea situație ar fi indicate *instalațiile de îmbuteliere* a biogazului la o presiune de 150 – 350 bari. Aceste instalații și-ar demonstra utilitatea dacă condițiile locale ar permite folosirea biogazu-

lui în calitate de combustibil pentru motoare cu ardere internă la mijloacele de transport în comun sau la tractoare.

3.3.4. Efectele economice, sociale și ecologice ale fermentării anaerobe a reziduurilor organice

3.3.4.1. Evaluarea tehnico-economică a potențialului fermentării anaerobe a reziduurilor organice

A) Volumele deșeurilor agroindustriale

La acest capitol vor fi supuse analizei, cu precădere, dejecțiile animaliere și gunoiul de grajd.

Conform [40,54], în anul 2000 efectivul de animale și păsări în toate categoriile de gospodărie constituia, după cum urmează (tab. 3.66).

Tabelul 3.66. Efectivul de animale și păsări în Republica Moldova la sfârșitul anului 2000, mii capete.

Grupuri de animale și păsări	Total	În gospodăriile agricole colective	În gospodăriile țărănești și de fermieri
Bovine	394	83	311
inclusiv vaci	269	38	231
Porcine	447	165	282
Ovine și caprine	938	75	863
inclusiv oi	830	75	755
Cabaline	71	16	55
Păsări	12701	1651	11050

Considerând datele din tabelele 3.58 și 3.59, calculul estimativ al biogazului degajat la fermentarea anaerobă a dejecțiilor animaliere indică următoarele volume:

Bovine – $79170 \text{ m}^3/\text{zi} \cdot 365 \text{ zile/an} = 28897 \text{ mii m}^3/\text{an}$;

Porcine – $18300 \text{ m}^3/\text{zi} \cdot 365 \text{ zile/an} = 6679 \text{ mii m}^3/\text{an}$;

Păsări – $156860 \text{ m}^3/\text{zi} \cdot 365 \text{ zile/an} = 57254 \text{ mii m}^3/\text{an}$.

Ținând cont de modul de creștere și întreținere a ovinelor și cabalinelor, s-a considerat că acestea trebuie să fie excluse din calcul. Totodată, deoarece numărul de capete de animale și păsări este predominant în gospodăriile țărănești, mai mult de jumătate de an acestea aflându-se pe înaș, adică în afara curții proprietarului, s-a considerat că numai pe parcursul unei treimi din durata unui an are loc acumularea dejecțiilor animaliere. Astfel, biogazul recuperat în instalațiile anaerobe ce va cifra la numai 19116 mii m^3/an .

Conform datelor experimentale obținute în județul Brăila, România [56], producția medie de biogaz la temperatura de $17,5^\circ\text{C}$ în instalații individuale / gospodărești constituie $0,15 \text{ m}^3/\text{m}^3$ fermentator. Dat fiind faptul că 80% din șeptel se află în gospodăriile individuale, iar 20% - în sectorul colectiv, volumul necesar al instalațiilor individuale în gospodăriile țărănești ar constitui:

$$\frac{19116000 \cdot 0,8}{0,15 \cdot 365} = 279320 \text{ m}^3.$$

Volumul necesar în gospodăriile agricole colective al instalațiilor de capacitate medie (cu menținerea regimului termic mezofil de fermentare) se calculează evaluând producția de biogaz egală cu cca $1\text{m}^3/\text{m}^3$ fermentator·zi, ceea ce ar însemna:

$$\frac{19116000 \cdot 0,2}{1 \cdot 365} = 10470 \text{ m}^3.$$

Considerând volumul util al instalațiilor individuale / gospodărești de biogaz în limitele $10 - 50 \text{ m}^3$, numărul acestora poate varia între $279320/10 = 27932$ și $279320/50 = 5590$. În cazul instalațiilor colective, având un volum util între 100 și 500 m^3 , numărul acestora poate varia între $10470/100 = 105$ și $10470/500 = 52$.

B) Apele uzate industriale de mare încărcare organică

La această categorie de ape uzate se referă cele provenite de la întreprinderile industriei alimentare: fabrici de băuturi alcoolice și sucuri, de conserve, de lapte, de zahăr etc.

Ținând cont de calculele anterioare (efectuate pentru anul 1995) [6], considerăm că, în prezent fabricile date funcționează doar la $1/3$ din capacitatea lor. Potențialul de recuperare a biogazului din apele uzate ce provin de la fabricile amintite, prevăzându-se tratarea anaerobă numai a nămolurilor rezultate din epurarea mecanico-biologică aerobă (schema tradițională), este evaluat la un volum de $40260 \text{ m}^3/\text{zi}$.

Pentru aceasta trebuie construite fermentatoare cu un volum de 1000 m^3 fiecare, ceea ce constituie $40260:1000 = 40$ fermentatoare (metantancuri).

C) Nămolurile provenite de la stațiile de epurare din localitățile cu sisteme centralizate de alimentare cu apă și canalizare.

În republică funcționează 38 de stații de epurare mecanico-biologică [6], a căror capacitate, drept urmare a crizei economice și a contorizării consumului de apă, s-a redus în medie la $1/3$. Instalații de tratare anaerobă a nămolurilor cu recuperarea biogazului (metantancuri) există la numai 5 stații de epurare a apelor uzate (Chișinău, Tiraspol, Bălți, Tighina și Cupcini). Restul stațiilor sunt prevăzute cu fermentatoare deschise, fără captarea biogazului degajat. Din cele 5 stații prevăzute cu metantancuri, nici una nu exploatează aceste instalații. Ca rezultat, biogazul se degajă în atmosferă de pe suprafața platformelor de uscare, unde sunt depozitate nămolurile nefermentate (nestabilizate).

Reducerea consumului de apă ca urmare a contorizării sistemelor de alimentare cu apă a condiționat micșorarea cantității de ape uzate deversate în rețeaua de canalizare (de aproape 2 ori), dar nu și cea a nămolului provenit din epurarea apelor uzate, care au un grad de poluare mai ridicat cu materii în suspensie, decât de obicei.

În 1995 cele 38 de stații de epurare a apelor uzate aveau un potențial de producere a biogazului de cca $88000 \text{ m}^3/\text{zi}$ [6], debitul de nămol reducându-se cu $1/3$.

Astfel, cantitatea acestuia în următorii ani a constituit cca 60000 m³/zi. La o producție aproximativă de 1 m³ biogaz/m³ fermentator zi, volumul total al fermentatoarelor (metantancurilor) ar trebui să fie de 60000 m³.

Având în vedere capacitățile stațiilor de epurare existente în republică, aceste metantancuri pot fi distribuite în modul următor:

20 metantancuri a câte 1500 m³ = 30000 m³;

20 metantancuri a câte 750 m³ = 15000 m³;

60 metantancuri a câte 250 m³ = 15000 m³.

D) Deșeuri menajere solide

Conform [61], luând în calcul numai colectarea centralizată a deșeurilor, în 1998 cantitatea de deșeuri solide a constituit 1306200 m³, inclusiv deșeuri menajere în mediul urban – 700 mii de tone. Volumul deșeurilor depozitate la gunoiștile din republică constituie un stoc de cca 25-30 mln. m³. Întrucât aceste gunoiști reprezintă niște poligoane neamenajate, ele nu pot fi luate în calcul la evaluarea volumului de metan recuperabil, deoarece nu au un strat de acoperire care să le asigure etanșitatea.

Pe viitor, se poate pune problema desfășurării unui program de colectare separată a deșeurilor solide în scopul reciclării acestora. Astfel, peste 15-20 ani în respectivele depozite ar fi indicat să se amplaseze sonde pentru recuperarea metanului.

$$700000 \text{ tone/an} \cdot 20 \text{ ani} = 14\,000\,000 \text{ tone.}$$

Considerând că 35% din aceste deșeuri sunt resturi alimentare, deci, de proveniență organică, rezultă următorul calcul:

$$14\,000\,000 \cdot 0,35 = 5\,000\,000 \text{ tone.}$$

Cantitatea respectivă de resturi alimentare conține 40-50% substanță uscată.

Astfel, cantitatea de substanță organică uscată va constitui

$$5\,000\,000 \cdot 0,5 = 2\,500\,000 \text{ tone.}$$

Știindu-se că potențialul de generare a metanului de către depozitele de deșeuri menajere este evaluat între 62 și 125 m³/tonă substanță organică (s.o.), putem constata că volumul total de biogaz va fi următorul:

$$2\,500\,000 \cdot 62 = 155\,000\,000 \text{ m}^3/\text{biogaz în 20-40 ani sau } 2,5\text{-}12 \text{ m}^3.$$

Din această cantitate pot fi recuperate de la 50 până la 90% de biogaz. Astfel, cantitatea totală recuperabilă anuală de biogaz se cifrează la:

$$2\,500\,000 \cdot 2,5 \cdot 0,5 = 3\,125\,000 \text{ m}^3 \text{ biogaz/an,}$$

O altă filieră de obținere a biogazului din deșeuri solide este procesul “Valorga” ce constă în fermentarea anaerobă în stare lichidă a acestora. Cele 700 mii de tone care se acumulează anual în mediul urban ar putea fi tratate conform tehnologiilor utilizate la instalațiile din Olanda și Franța. Producția medie specifică de biogaz în acest proces este de 99 Nm³/t de deșeuri, de unde rezultă că volumul total de biogaz poate fi:

$$700\,000 \cdot 99 = 69\,300\,000 \text{ m}^3 \text{ biogaz/an.}$$

Utilizând tehnologia dată, o capacitate de 1 m³ de volum al fermentatoarelor permite anual obținerea a cca 600 m³ biogaz, de unde rezultă că volumul total al fermentatoarelor ar constitui:

$$69300\ 000 : 600 = 115\ 500\ \text{m}^3.$$

La volumul tip al unui fermentator de 1500 m³, numărul lor va constitui: 115 500 : 1500 = 77 metantancuri în total în republică.

În mediul rural deșeurile menajere solide și dejecțiile animaliere pot fi fermentate împreună în instalații individuale sau comune.

Astfel, volumul total de biogaz recuperat din diferite surse de biomasă constituie:

- dejecții animaliere – 19116000 m³/an;
- ape uzate industriale de mare încărcare organică – 40260 · 365 = 14695000 m³/an;
- nămoluri de la stațiile de epurare a apelor uzate 60000 · 365 = 21900000 m³/an;
- deșeuri menajere solide:
 - din depozite amenajate – 3125000 m³/an
 - sau
 - prin procesul umed “Valorga” – 69300000 m³/an.

Volumul total de biogaz recuperat prin fermentarea anaerobă a reziduurilor organice ar putea constitui 125011 mii m³/an, ceea ce ar echivala cu 62500 t.o.c./an. Datorită acestor surse, s-ar putea renunța la combustibili fosili. Totodată, se va obține și un beneficiu de mediu, deoarece emisiile de metan vor fi reduse cu 75 Gg.

3.3.4.2. *Argumentarea necesității de a implementa tehnologii de fermentare anaerobă a biomasei în Republica Moldova*

Nămolurile acumulate la stațiile de epurare a apelor uzate, precum și alte deșeuri organice constituie o problemă acută rezolvabilă prin reintegrarea acestora în agroecosisteme, soluție adoptată în multe țări. Această reintegrare pe terenurile agricole impune o tratare specială a deșeurilor amintite care să satisfacă cerințele agrotehnice și sanitare.

Procedeele de tratare a reziduurilor lichide practicate în toată lumea sunt cele devenite clasice, deoarece sunt aplicate cu succes de zeci de ani, acestea fiind îngroșarea, stabilizarea, deshidratarea și dezinfecția.

Prin procedeul de stabilizare a deșeurilor organice se urmărește descompunerea fracției biodegradabile (putrescibile) care poate provoca, în condiții necontrolate, efecte poluante. Reziduurile stabilizate conțin și o cantitate importantă de substanță organică (cca 50 %) asimilabilă în humus în cazul valorificării acestora ca îngrășământ.

De regulă, pentru stabilizarea deșeurilor organice este aplicată metoda biologică, ce constă în descompunerea fracției organice de către bacterii specifice pentru mediul aerob. Acest proces se numește stabilizare (mineralizare) aerobă. În

cazul mediului fără oxigen e vorba de fermentarea anaerobă. Rațiuni de ordin energetic, precum și posibilitatea de a valorifica biogazul au condiționat aplicarea mai frecventă a fermentării anaerobe.

Prezentul studiu de fezabilitate a fost efectuat în speranța de a promova implementarea tratării anaerobe a nămolurilor și deșeurilor organice, ba chiar a apelor uzate de mare încărcare și de a contribui, astfel, la protecția mediului înconjurător.

Astfel, pentru fermentarea nămolurilor generate de stațiile orășenești de epurare și a dejecțiilor animaliere s-a optat pentru tehnologia și instalațiile oferite de către SC IPROMED S.A., București, iar pentru epurarea apelor uzate industriale de mare încărcare (industria alimentară) fiind considerată adecvată tehnologia elaborată de către autorii acestui studiu, cu utilizarea microflorei fixate în instalațiile de tip filtre anaerobe înecate [57, 58].

Pentru sursele de nămoluri organice, cum ar fi stațiile orășenești de epurare a apelor uzate și fabricile de conserve, la baza calculelor au fost puse debitele de ape uzate, concentrația de materii în suspensie, precum și valoarea consumului biologic de oxigen (CBO), în funcție de care s-au determinat debitele de nămol rezultat din epurarea apelor uzate: nămol brut primar (rezultat din epurarea mecanică) cu umiditatea medie de 95% și nămol secundar sau activ (rezultat din epurarea biologică) cu umiditatea medie de 98 %. Pentru fabricile de spirt și zahăr care nu dispun de stații de epurare cu tehnologii tradiționale (cu treapta mecanică și cea biologică), s-au luat în calcul debitele de ape uzate de mare încărcare, ele însele servind drept sursă de obținere a biogazului.

Deoarece la fermentarea anaerobă este degradată biologic partea organică a deșeurilor, care este transformată parțial în biogaz, a fost calculată și masa uscată organică a dejecțiilor, a cărei pondere constituie 84 % la vite mari cornute din masa uscată a materiilor solide, iar la porcine - 85 %. Pentru apele uzate de mare încărcare conținutul de substanțe biodegradabile este exprimat prin valorile consumului chimic de oxigen (CCO) eliminat (vezi calculul pentru fabricile de zahăr).

De menționat că în republică există cantități uriașe de deșeuri organice biodegradabile care poluează mediul. Astfel, nu s-au luat în calcul dejecțiile animaliere depozitate în bataluri pe lângă ferme și complexe zootehnice, acestea constituind câteva milioane de metri cubi – un potențial poluant al apelor freatice și a atmosferei și, totodată, o importantă cantitate de materie primă pentru obținerea biogazului și a îngrășămintelor organice naturale (după o tratare corespunzătoare). Respectiva categorie de deșeuri n-a fost inclusă în calcule deoarece, de-a lungul unor decenii, și-au modificat proprietățile fiind indicate ca îngrășămintă organice.

Argumentarea eficienței economice a măsurilor având drept scop protecția mediului înconjurător se efectuează prin comparația efectelor economice ale acestora cu cheltuielile necesare pentru realizarea lor.

Indicele eficienței comparative este determinat utilizând următoarele date: valoarea cheltuielilor de exploatare generale și investițiile capitale necesare pentru

realizarea măsurilor de protecție a mediului ambiant, incluzând factorul durată de recuperare a investițiilor.

În corespundere cu această metodică au fost calculați indicii de eficiență comparativă a cheltuielilor pentru instalațiile de epurare anaerobă și producere a biogazului cu capacitatea de 250, 750 și 1500 m³. Datele pentru instalațiile de biogaz cu capacitățile de 250-1500 m³ au fost oferite de către Societatea Comercială IPROMED S.A., București (România), acestea servind drept suport la calculul indicilor economici prezentați în tabelele 3.67 și 3.68 (rata cursului leu față de \$ SUA - 12,87).

Informația despre prețurile pentru 1 tonă de îngrășămintă de tip NPK a fost oferită de către Societatea "Fertilitate", iar cea cu privire la prețul 1 Gcal de energie termică - de către Asociația "Termocom".

Eficiența economică absolută a investițiilor capitale se determină prin raportul dintre valoarea anuală a efectului economic, minus cheltuielile de exploatare și deservire a instalației, și volumul investițiilor capitale, care asigură efectul dat.

Variantele date au fost examinate și în corespundere cu studiul de fezabilitate semnat de dr.ec.ing. E. Topală [59]. A fost adoptată rata de actualizare $i = 20\%$, iar rata inflației - 15% .

Pentru compararea variantelor în cazul capacităților de 250, 750 și 1500 m³ s-au calculat cheltuielile totale actualizate (CTA) și venitul net actualizat (VNA).

Tabelul 3.67. Caracteristicile instalațiilor de biogaz.

Nr.	Indicii tehnico-economici	Unitatea de măsură	Capacitatea totală, m ³		
			250	750	1500
			Capacitatea utilă, m ³		
			200	600	1200
1	Valoarea investiției totale	mii lei	1494.21	2353.15	3171.17
	din care:	mii \$ SUA	116.10	182.84	246.40
	- utilaje	mii lei	223.22	231.49	260.27
	- construcții	mii \$ SUA	17.344	17.987	20.223
	- proiectare	mii lei	962.88	1813.55	2602.79
	- transport	mii \$ SUA	74.816	140.913	202.237
		mii lei	290.09	290.09	290.09
		mii \$ SUA	22.540	22.540	22.540
2	Productia brută de biogaz	mii m ³ /an	18.02	18.02	18.02
3	Productia netă de biogaz	mii \$ SUA	1.40	1.40	1.40
4	Productia totală de biogaz echivalent căldură	Gcal	91.00	273.00	546.00
5	Productia netă de biogaz echivalent căldură (325, 86 lei/Gcal)	mii m ³ /an	71.00	215.00	430.00
6	Valoarea producției nete de biogaz echivalent căldură (325, 86 lei/Gcal)	Gcal	373	1183	2366
7	Productia de îngrășămintă, tip NPK	tone/an	5.05	15.0	30.0
8	Valoarea producției de îngrășămintă, NPK	mii lei/an	11.0	30.0	60.0
		mii \$ SUA/an	0.85	2.33	4.66
	Total venituri	mii lei/an	132.55	415.49	830.98
		mii \$ SUA/an	10.25	32.28	64.56

Tabelul 3.68. Cheltuieli anuale de exploatare a instalațiilor pentru producerea biogazului.

Nr.	Indici economici	Unitatea de măsură	Capacitate totală, m ³		
			250	750	1500
1	Consum de materiale - apă potabilă (2,06 lei/m ³)	m ³ /an mii lei/an	100 0,021	50000 10,3	50000 10,3
2	Consum de materiale - energie electrică (0,65 lei/kWh)	kWh/an mii lei/an	3360 2,18	5400 3,51	7400 4,81
3	Remunerarea personalului (4 persoane x 500 lei/lună x 12 luni)	mii lei/an	12	24	24
4	Cota asigurării sociale (35 % din remunerare)	mii lei/an	4,2	8,4	8,4
5	Cheltuieli de amortizare (20 % din investiții)	mii lei/an	76,29	168,21	226,69
6	Alte cheltuieli (10 %)	mii lei/an	9,47	21,40	27,4
	Total cheltuieli anuale	mii lei/an mii \$SUA/an	102,82 7,99	232,36 18,05	297,34 23,10
	Durata recuperării investițiilor capitale	ani	50	13	6
	Coefficientul de recuperare a investițiilor capitale	ani ⁻¹	0,02	0,08	0,17

Durata recuperării investițiilor (ținând cont de factorul inflației) va fi:
 pentru instalația cu capacitatea de 250 m³ - 11 ani;
 750 m³ - 6 ani;
 1500 m³ - 4 ani.

Actualizarea cheltuielilor de investiții și de producție, a veniturilor brute și nete presupune utilizarea unei valori concrete stabilite apriori, a ratei i de actualizare. La rândul său, rata i , poate fi tratată și ca un indicator de eficiență economică numit rata internă de rentabilitate (RIR).

Rata internă de rentabilitate, după definiție, exprimă rata de actualizare care egalează valorile actualizate ale veniturilor și ale cheltuielilor totale pentru întreaga perioadă de studiu. Astfel, pentru variantele date:

- instalațiilor de 250 m³ le corespunde RIR = 9,1 %;
- celor de 750 m³ le corespunde RIR = 16,7 %;
- iar celor de 1500 m³ le corespunde RIR = 25 %.

De menționat de asemenea efectul economic obținut de pe urma ameliorării stării mediului ambiant, economisirea și utilizarea mai deplină a resurselor naturale, substituirea îngrășămintelor neorganice cu cele organice, obținute în mod netradițional.

Aceasta duce, la rândul său, la diminuarea poluării și conținutului de substanțe toxice în atmosferă și în bazinele acvatice.

Efectul general social-economic constă în ridicarea nivelului de trai al populației și în sporirea eficienței economiei naționale.

Efectele sociale includ îmbunătățirea condițiilor de muncă și odihnă, susținerea echilibrului ecologic (conservarea fondului genetic), menținerea landsafturilor, a monumentelor naturii, a rezervațiilor naturale ș.a.m.d. Efectele sociale

nu pot fi exprimate în cifre concrete, dar faptul că acestea se vor produce este evident. În virtutea celor expuse mai sus, putem formula următoarele concluzii: în condițiile Republicii Moldova, instalația de epurare anaerobă și producere a biogazului cu capacitatea 1500 m³/an poate să aducă venituri anuale de 830,98 mii lei, ceea ce permite recuperarea mijloacelor investite pentru construcția acesteia timp de 1,5 ani. Instalațiile cu capacitatea de 750 m³ ar putea asigura un venit anual de 415,49 mii lei cu recuperarea investițiilor în 6 ani, iar cele cu capacitatea de 250 m³ – un venit anual de 132,55 mii lei, cu recuperarea investițiilor pe durata a 11 ani. Eficiența economică absolută a investițiilor capitale constituie, respectiv, 0,17, 0,08, 0,02, efectele sociale fiind incontestabile.

Implementarea tehnologiei de tratare anaerobă a deșeurilor agrozootehnice, precum și a nămolurilor de la stațiile municipale de epurare a apelor uzate și în cadrul întreprinderilor de prelucrare a producției agricole va duce la eliberarea și recultivarea unor suprafețe de pământ destul de mari, utilizate ca gunoiști la prevenirea eroziunii solurilor, la protecția mediului ambiant ș.a.

Investițiile capitale în proiectarea și construcția instalațiilor de biogaz sunt foarte mari și în condițiile Republicii Moldova. Ținând cont de situația economică actuală, aceste cheltuieli nu pot fi suportate nici de fermieri, nici de sectorul comunal. De notat că prețul de cost al 1m³ de biogaz este atât de mare (0,61-1,48 \$SUA/m³), încât nici nu poate fi vorba de o concurență a fermentatoarelor anaerobe cu sursele tradiționale de energie. Conform metodicilor tradiționale de calcul a duratei de recuperare a investițiilor capitale (fără a ține cont de rata inflației), cheltuielile pentru instalațiile cu capacitatea de 250, 750 și 1500 m³ se pot recupera, respectiv, în 50, 13 și 6 ani la niște indici de exploatare foarte înalți și cu condiția comercializării nămolurilor fermentate ca îngrășământ organic, lucru care în prezent poate fi acceptat doar teoretic.

Din punctul de vedere al protecției mediului înconjurător, stabilizarea sau fermentarea deșeurilor lichide este o condiție obligatorie, ținând cont, în primul rând, de cerințele sanitare.

Cu toate acestea, chiar dacă s-ar respecta condițiile ecologice, iar cota statului va fi de minimum 50 % din investițiile capitale, implementarea instalațiilor de biogaz se va desfășura pe parcursul unui interval de timp destul de mare.

Rămân nesoluționate două aspecte ale problemei în cauză. În primul rând, lipsește metoda evaluării prejudiciului economic cauzat mediului ambiant prin evacuarea dejecțiilor nefermentate. În al doilea rând, nu este recunoscută sau legalizată metoda de calcul al duratei de recuperare a investițiilor capitale ținându-se cont de rata inflației (fenomen inerent unei economii în tranziție), iar acest fapt nu favorizează investițiile în domeniul respectiv.

3.3.5. Evaluarea beneficiului de mediu și recomandări privind implementarea energiei biomasei în Republica Moldova

3.3.5.1. Aspecte generale

Aplicarea la scară industrială a fermentării anaerobe este relativ nouă, tehnologiile de tratare fiind încă în stadiu de încercare. Fermentarea anaerobă constituie un proces pe durata căruia are loc neutralizarea reziduurilor organice și deopotrivă calea cea mai bună de prevenire a poluării aerului prin reducerea emisiilor de metan. Există un anumit număr de parametri, care depind de fiecare țară în parte și care definesc costurile de investiție, de exploatare și de întreținere, cum ar fi: tipul reziduurilor (lichide sau solide), sistemul de fermentare, dimensiunile instalațiilor (sau capacitatea lor), calitatea și utilizarea finală a produselor fermentării, cerințele de protecție a mediului, costul și complexitatea procedurilor alternative de tratare, mărimea dobânzii etc. Ca rezultat, instalațiile care tratează același volum și tip de reziduuri pot duce la diferite costuri în diferite țări. În tabelul ce urmează prezentăm o selecție a celor mai importanți parametri.

La o analiză preliminară și superficială ies în evidență, drept cei mai importanți parametri, legislația și prețul energiei electrice. La fel de importante sunt costurile sociale. Cu alte cuvinte, costurile pentru protecția mediului și a sănătății nu sunt incluse în prețurile actuale ale energiei, dar sunt suportate, cu riscuri de sănătate, de întreaga societate și, în particular, de generațiile viitoare. Fiind internalizate, adică reducându-se prețul real al energiei, ele pot defavoriza drastic tehnologiile actuale de tratare a reziduurilor. În consecință, profitabilitatea proceselor de tratare a reziduurilor este condiționată în egală măsură de către deciziile politice și soluțiile ingineresti.

Tabelul 3.69. Influența unor factori asupra valorii investițiilor capitale și a cheltuielilor de exploatare a fermentatoarelor anaerobe.

Factorii care influențează indicii economici	Influența asupra cheltuielilor de exploatare	Influența asupra investițiilor capitale
Tipul echipamentului	Pretratare Tipul fermentatoarelor Îmbunătățirea calității biogazului Adaosuri de reactive chimice	Pretratare Tipul fermentatoarelor Purificarea biogazului Utilizarea biogazului Stocarea (înmagazinarea) biogazului
Capacitatea	Eficiența producerii curentului electric	Bilanțul economic
Profitabilitatea	Valoarea dobânzii Taxele Cheltuielile de amortizare	Subsidiile
Legislația	Posttratarea Utilizarea finală a produselor	Posttratarea Studiile de impact Cerințele de securitate
Costul de trai	Munca Asigurarea Costul transportului	Munca Costul pământului
Tipul reziduurilor	CBO (consum biochimic de oxigen) Conținutul substanțelor toxice	Separarea surselor

3.3.5.2. Evaluarea potențialului de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în urma utilizării energiei biomasei

A) Considerații cu privire la diferite procese de tratare

Există trei categorii principale de fermentatoare: pentru deșeuri menajere solide, pentru reziduuri lichide (solubilizate) și ape uzate industriale și pentru reziduuri heteroorganice (dejecții animaliere). Comparațiile economice sunt justificate numai pentru același tip de reziduuri. În rândurile de mai jos prezentăm o comparație semnificativă între diferite procedee.

Fermentarea deșeurilor menajere solide. În Europa de Vest se practică separarea la sursă a deșeurilor menajere fiind vorba, în temei, de metale, sticlă, polietilenă și alte mase plastice, hârtie, substanțe organice etc. Scopul colectării separate constă în reciclarea și reducerea volumului de deșeuri care urmează să fie depozitate sau incinerate. În particular, prin eliminarea fracției organice umede se obține reducerea emisiilor de metan și a compușilor organici volatili la depozitarea reziduurilor sau creșterea capacității calorice la incinerarea acestora. În Comunitatea Europeană se impune o ulterioară interdicere a acestui procedeu.

În legătură cu stabilirea unor cerințe mai riguroase față de procesul de epurare a gazelor de ardere privind conținutul de CO_2 , NO_x , dioxine și dată fiind necesitatea de a solidifica cenușa, incinerarea devine un procedeu foarte scump. Astfel, reducând volumul fracției organice prin sortarea la sursă a deșeurilor se obține o reducere a costului tratării acestora.

Compostarea și fermentarea anaerobă sunt cele două metode de îmbunătățire sau neutralizare a fracției organice a deșeurilor. În cazul acestor procedee rezultă humus de înaltă calitate care poate fi reciclat pentru a înlocui importul de turbă.

Principalele avantaje ale fermentării anaerobe în raport cu compostarea sunt:

- producție de energie,
- emisii reduse de GES,
- suprafețe mai mici de teren pentru depozitare,
- mai puține emisii cu miros neplăcut.

Aplicarea compostării aerobe pentru tratarea deșeurilor menajere solide în stare umedă duce la compactarea lor și la limitarea transferului de oxigen pe durata compostării. Ca rezultat, compostarea poate întârzia sau chiar eșua. Astfel, deșeurile menajere solide trebuie compostate în hale închise, cu adaos de material organic uscat, care să favorizeze difuzia oxigenului în materialul supus compostării. Din această cauză, compostarea tinde a deveni un procedeu, într-o oarecare măsură, mai scump. Însă, într-un studiu olandez realizat în 1990, este demonstrat contrariul: compostarea era cu 20-40% mai ieftină decât fermentarea anaerobă în limitele unor cantități de 120000–25000 tone/an. De menționat că această evaluare nu este tipică. Totodată, în acea perioadă fermentarea anaerobă încă nu era aplicată pe larg la tratarea deșeurilor menajere solide și prezenta un factor relativ înalt de risc.

Aceste procedee biologice sunt mai puțin costisitoare decât incinerarea deșeurilor menajere solide. Exemplul instalațiilor tip Valorga demonstrează o econo-

Tabelul 3.70. Investiții capitale și cheltuieli de exploatare pentru diferite tehnologii de tratare a apelor uzate industriale.

Sistemul		Contact-reactor	UAȘB reactor	Strat fluidizat	Contact-reactor	Aerare
Indicii apei uzate:						
a) debite	m ³ /zi	6000	6000	6000	1600	1600
	m ³ /an	1500000	1500000	1500000	580000	580000
b) încărcarea	kg/zi	10000	1000	10000	9600	9600
	kg/an	2500000	2500000	2500000	2500000	2500000
Investiții capitale	\$SUA	5923000	5961500	5461500	1100000	1200000
Cheltuieli de exploatare:						
a) capital	\$SUA/an	681000	644400	627000		
b) exploatare și întreținere		115000	96000	105000	52000	300000
c) consum de energie		-98400	-130000	-80700	156000	98000
d) salarizarea personalului		69000	69000	69900		
e) diverse		443800	444200	439200		
Total		1210400	1123600	1159500		
Costul specific	\$SUA/m ³	0,8	0,74	0,77		
	\$SUA/m ³ CCO	0,48	0,45	0,46		

mie importantă a investițiilor. Investițiile capitale și cheltuielile de exploatare a instalațiilor de fermentare anaerobă s-au redus în ultimii ani datorită experienței acumulate și concurenței crescânde.

B) Fermentarea apelor uzate industriale

Cea mai răspândită este fermentarea anaerobă în calitate de primă etapă de tratare a apelor uzate industriale de mare încărcare, în particular a celor cu un consum chimic de oxigen ce depășește 2000 mg O₂/dm³, pentru a reduce substanțial costul epurării acestor ape. De regulă, tratarea anaerobă este urmată de treapta aerobă, în scopul unei epurări totale a apelor uzate. Bunăoară, 13 stații din Elveția au fost construite în virtutea unui cost mai redus al epurării anaerob-aerobe. Într-un caz, epurarea anaerobă a fost introdusă în schema tehnologică a stației de epurare pentru a evita mirosurile neplăcute ce se răspândeau în localitate. Diferența dintre costurile de epurare prin utilizarea diferitelor procedee este minimă (tab. 3.70).

C) Fermentarea deșeurilor agricole

Dacă în cazul reziduurilor industriale sau al deșeurilor menajere pentru fermentarea anaerobă există alternative ce implică costuri relativ ridicate, eficiența economică la tratarea deșeurilor agricole poate fi atinsă numai prin producția de biogaz. Astfel de avantaje, cum ar fi ameliorarea calității de produs fertilizant sau reducerea impactului dejecțiilor animaliere asupra mediului ambiant, de regulă, nu sunt luate în seamă. Prin urmare, posibilitatea de a construi fermentatoare eficiente economic este destul de limitată.

Majoritatea instalațiilor de biogaz existente se află la crescătoriile de porci, dejecțiile de la aceste ferme reprezentând un potențial considerabil de producție speci-

fică de biogaz. Mai puține sunt cazurile de fermentare anaerobă a dejecțiilor de la vitele mari cornute. În Europa fermele de vite sunt, de obicei, mici. Instalațiile tipice de biogaz sunt prevăzute pentru ferme cu un număr de 30-50 de capete. Se consideră că, pentru a fi profitabile, investițiile în instalațiile de biogaz nu trebuie să depășească 750 \$ SUA pe cap de animal. De aceea, în majoritatea cazurilor, instalațiile de biogaz fie că sunt construite cu puterile proprii, fie că sunt centralizate, prin asocierea mai multor acționari. Una din alternativele construcției ieftine ar fi asocierea acestora cu întreprinderile industriei alimentare.

În multe țări europene instalațiile de biogaz sunt subvenționate prin suport direct, sau indirect, adică prin stabilirea unor prețuri înalte la electricitatea produsă din biogaz.

Un mare număr de instalații de biogaz din Germania și Elveția au durată de recuperare a investițiilor sub 13 ani, perioadă ce coincide cu durata de viață a instalațiilor. Profitabilitatea acestora se asigură prin construcția cu puterile proprii, subvenționare și, parțial, prin utilizarea reziduurilor industriale. Ținând cont de experiența exploatării instalațiilor de biogaz din Danemarca, se consideră că cele mai profitabile sunt instalațiile colective, respectându-se următoarele condiții:

- utilizarea a cel puțin 15% de reziduuri industriale;
- producția continuă de biogaz, care să fie utilizat în instalații cu cogenerare și la prețuri subvenționate înalte de livrare a curentului electric;
- materia primă (dejecții animaliere și reziduuri organice) să se afle la o distanță nu prea mare;
- managementul instalației trebuie să asigure costuri mici de exploatare.

Autorii unui studiu recent efectuat în SUA au demonstrat că fermentarea anaerobă în lacuri acoperite și metantancuri cu amestec complet este profitabilă la investiții de maximum 250 \$ SUA pentru 750 capete și de cel mult 400 \$ SUA pentru 300 capete de vite mari cornute.

D) Instalațiile individuale de biogaz

În fiecare gospodărie de la sate zilnic se adună deșeuri a căror evacuare, distrugere sau utilizare constituie o gravă problemă. Utilizarea acestor materii pentru producerea biogazului prezintă o soluție fericită a acestei probleme, asigurându-se atât valorificarea energetică a deșeurilor, cât și obținerea îngrășămintelor din materialul fermentat.

Materiile prime care pot fi utilizate la producerea biogazului și a nămolului fermentat – sursă importantă de humus – sunt diverse: dejecții animaliere, resturi agricole, deșeuri menajere, fecale umane etc.

Instalațiile individuale de biogaz sunt utilizate de mult timp – de sute de ani – cu precădere în țările cu climă caldă (China, India, Filipine etc.) Primul loc în lume la acest capitol îl ocupă China, care deține peste 7 milioane de astfel de instalații. Ciocnindu-se, în ultimii 10 ani, cu o criză de energie, guvernul Indiei a inițiat un program special de stimulare a exploatării la sate a instalațiilor

individuale de biogaz, acordând subsidii și credite familiilor care doresc să procure instalații cu o capacitate de 2-3 m³ biogaz în zi. Însă această campanie nu a avut rezultatul scontat: din cele 70 de mii de instalații procurate cca 70% nu au mai fost puse în funcțiune. La o analiză detaliată a acestei situații, au fost scoase la iveală neajunsurile respectivului program, și anume:

- nu s-a ținut cont de formația social-economică predominantă, de tradițiile culturale ale oamenilor de la sate;
- populația n-a fost informată suficient despre aspectul tehnic al proceselor de fermentare anaerobă; majoritatea oamenilor credea în mitul despre “miracolul” producerii biogazului din deșeuri, în mod gratuit și fără nici un efort;
- lipsa de cadre calificate.

Un astfel de program a eșuat, de asemenea, în România, fiind impus prin ordonanță pe timpul conducerii lui Ceaușescu.

Ținând cont de faptul că mentalitatea existentă pe timpul fostei Uniuni Sovietice mai persistă, este greu de crezut că populația de la sate se va dezice atât de ușor de colectivism.

Totodată, e necesar să fie respectate următoarele condiții:

- instalația este destul de voluminoasă, trebuie să fie etanșă și izolată termic, adică necesită o execuție calificată;
- alimentarea se face regulat și, cu cât este mai mic volumul fermentatorului, cu atât mai des;
- fermentarea anaerobă are loc mai intens la temperaturi mai înalte și în mediu lichid, cu un conținut de substanță uscată ce nu depășește 10% (umiditatea > 90%); aceasta necesită diluarea deșeurilor cu apă, de dorit caldă, îndeosebi pe timp de iarnă;
- fermentarea anaerobă este realizată de bacterii care descompun numai substanța organică: nu este de dorit ca în fermentator să fie introduse materii inerte conținute în gunoiul menajer și este exclus să nimească substanțe toxice.

Mai jos se dă un exemplu de dimensionare a volumului util de fermentare al instalației individuale de biogaz pentru o gospodărie ce cuprinde:

- o familie de 4 persoane;
- o locuință bine izolată, compusă din 3 camere având, respectiv, suprafețe de 12, 16 și 18 m² și înălțimea de 2,6 m.

Iarna se încălzesc primele două camere timp de 6 ore pe zi.

În condiții de iarnă, baia e folosită o dată pe săptămână.

La stabilirea dimensiunilor instalației trebuie să se țină cont de următorii indici:

- disponibilul de materii prime;
- necesarul de biogaz;
- disponibilul de bani pentru realizarea instalației.

Gospodăria dispune de: 1 vacă de lapte, 1 vițel, 2 porci la îngrășat, 20 de găini ouătoare, resturi vegetale (paie, frunze, curpeni de cartofi și de fasole etc.), fecale.

Necesarul de biogaz se calculează pentru o zi de iarnă, când consumul acestuia este maxim.

Pentru gătit se utilizează aragazurile obișnuite cu 2, 3 sau 4 ochiuri, cu sau fără cuptor.

Pentru diferite operații culinare, necesarul de biogaz este următorul:

- Pentru fiert: $0,2 - 0,24 \text{ m}^3/\text{oră}$;
- Pentru prăjit: $0,18 - 0,44 \text{ m}^3/\text{oră}$;
- Pentru copt: $0,18 - 0,46 \text{ m}^3/\text{oră}$;
- Pentru grătar: $0,18 - 0,2 \text{ m}^3/\text{oră}$.

În scopul simplificării calculelor, a fost stabilit necesarul zilnic de biogaz (pentru gătit) pentru o persoană

- 1 persoană: $0,4 - 0,45 \text{ m}^3/\text{zi}$;
- 3 persoane: $0,35 - 0,40 \text{ m}^3/\text{zi}$ și persoană;
- 3-4 persoane: $0,33 - 0,35 \text{ m}^3/\text{zi}$ și persoană;
- 5-6 persoane: $0,30 - 0,33 \text{ m}^3/\text{zi}$ și persoană;
- 7-10 persoane $0,25 - 0,30 \text{ m}^3/\text{zi}$ și persoană;

Necesarul de biogaz pentru încălzit locuința poate fi determinat cu aproximație ținând cont de datele din tabel 3.71.

Necesarul de biogaz pentru încălzit apa, inclusiv pentru baie poate fi determinat în conformitate cu tabelul 3.72.

Astfel, necesarul de biogaz va constitui:

- pentru gătit: $4 \text{ persoane} \cdot 0,34 \text{ m}^3/\text{persoană zi} = 1,36 \text{ m}^3/\text{zi}$;
- pentru încălzit: $(12 + 16) \text{ m}^2 \cdot 2,6 = 73 \text{ m}^3 \text{ volum încălzit}$; $73 \text{ m}^3 \cdot 0,023 \text{ m}^3/\text{oră} \cdot 6 \text{ ore/zi} = 10 \text{ m}^3/\text{zi}$;
- pentru baie $2,3 \text{ m}^3/\text{zi}$ o dată la 7 zile = $0,33 \text{ m}^3/\text{zi}$.

Tabelul 3.71. Necesarul de biogaz pentru încălzit locuința.

Caracteristica construcției	Necesarul de biogaz pentru încălzit	
	$\text{m}^3/\text{m}^2 \text{ oră}$	Pentru 10 ore de încălzit m^3/m^2
I. Locuință bine izolată termic	0,021-0,025	0,21-0,25
II. Locuință cu izolare termică de calitate medie	0,023-0,027	0,23-0,27
III. Locuință slab izolată termic	0,035-0,038	0,35-0,38

Tabelul 3.72. Necesarul de biogaz pentru încălzit apa.

Modul de încălzire a apei	Numărul membrilor de familie			
	3	4	6	8
Directă pe arzător	1,6	1,9	2,7	3,6
În boiler, inclusiv cu baie	1,9	2,3	3,3	4,3

Tabelul 3.73. Cantitățile de dejecții ce se pot obține de la diferite specii.

Specia	Dejecții în kg/zi					
	Permanent în grajd			Ziua la pășune, noaptea în grajd		
	Fecale	Urină	Total	Fecale	Urină	Total
Vaci de lapte	20-30	10-15	30-45	10-15	5-7	15-22
Taurine la îngrășat	18-21	7-9	25-30	9-10	3-5	12-15
Viței la îngrășat	10-22	4-8	14-30	5-10	2-4	7-14
Scroafe în gestație	3,6-4,0	7,4 8	11-12	-	-	-
Scroafe la fătare	6-7	11-12	17-19			
Tineret porcin în creștere	1-1,5	0,7-1	1,7-2,5	-	-	-
Porci la îngrășat	2,5-3,5	3-4	5,5-7,5	-	-	-
Cai	16-20	4-5	20-25	8-10	2-2,5	10-12,5
Oi	0,5-0,7	0,5-0,7	1,0-1,5	0,2-0,3	0,2-0,3	0,4-0,6
Păsări de curte	0,15-0,2	-	0,15-0,2	-	-	-

Tabelul 3.74. Disponibilul zilnic de materie primă.

Sursa de materie	Cantitatea, kg/zi	Substanța uscată		Substanța organică	
		%	kg	%	kg
1 vacă de lapte	40	14	5,6	11,6	4,64
1 vițel	25	14	3,5	11,6	2,9
2 porci	2•6,5=13	13,5	1,75	10,9	1,41
20 găini	20•0,2=4	27,5	1,1	20,5	0,82
Paie tocate (așternut)	8	86,5	6,92	80	6,4
Curpeni (tocați)	2	17,5	0,35	14,5	0,29
Fecale umane	4•1,0=4	26,5	1,06	18,0	0,72
	Total 96		20,28 kg		17,18 kg

Total necesar mediu zilnic = 11,69 m³/zi

Disponibilul zilnic de materie primă este prezentat în tabelele 3.73 și 3.74.

Cele 96 kg de material vor avea un conținut de substanță uscată de $20,28/96 \cdot 100\% = 21,12\%$, adică, un excedent de s.u. Deci, pentru a atinge un conținut de substanță uscată de 10% materialele trebuie diluate cu apă. Cantitatea de apă ce trebuie adăugată se calculează astfel:

$$A = 90 \left(\frac{20,28}{10} - 1 \right) = 98,6 \text{ l (kg)}.$$

Așadar, cantitatea totală de amestec ce se va introduce zilnic în fermentator va fi de:

$$96 + 98,6 = 194,6 \text{ kg/zi}.$$

Aceste amestecuri au, în general, o densitate de 1,1 kg/dm³, volumul fiind: $194,6 \text{ kg} : 1,1 \text{ kg/dm}^3 = 176,9 \sim 177 \text{ l/zi}$.

Admițând că fermentarea va decurge iarna, în condiții de izolare termică bună, la +15°C în fermentator, și considerând timpul de retenție optim egal cu 40 zile, cu ajutorul tabelului 3.75, obținem volumul util de fermentare de:

$$177 \text{ l/zi} \cdot 40 \text{ zile} = 7080 \text{ dm}^3, \text{ adică } 7 \text{ m}^3.$$

La temperatura de 15°C și timpul de retenție 40 de zile producția specifică de biogaz fiind de 0,26 m³/kg s.o., obținem cantitatea totală de biogaz care se va degaja:

$$0,26 \text{ mc/kg s.o.} \cdot 17,18 \text{ kg s.o./zi} = 4,46 \text{ m}^3/\text{zi}.$$

Tabelul 3.75. Producția de biogaz la diverse temperaturi biogaz/mc 1 kg substanță organică (s.o.).

Timp de retenție (zile)	Temperatura de fermentare (în grade Celsius)						
	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°
5 zile	0,075	0,090	0,140	0,180	0,220	0,280	0,340
10 zile	0,100	0,125	0,175	0,250	0,325	0,400	0,430
20 zile	0,140	0,180	0,250	0,330	0,370	0,420	0,450
30 zile	0,170	0,220	0,300	0,360	0,400	0,425	0,450
40 zile	0,185	0,260	0,325	0,370	0,400	-	-
50 zile	0,200	0,270	0,340	0,380	-	-	-
60 zile	0,210	0,275	0,340	-	-	-	-
70 zile	0,215	0,275	-	-	-	-	-
80 zile	0,215	-	-	-	-	-	-
90 zile	0,215	-	-	-	-	-	-
100 zile	0,215	-	-	-	-	-	-

Deoarece fermentatoare tip sunt numai de 5, 10, 25 și 50 m³, alegem unul având capacitatea de 10 m³.

În acest caz, timpul de retenție real va fi de: $10000 \text{ l} / 177 \text{ l/zi} = 56 \text{ zile}$. Cu ajutorul tabelului 3.75 aflăm că, în acest caz, producția specifică de biogaz va crește la 0,28 mc/kg s.o. Prin urmare, producția de biogaz va constitui:

$$0,28 \text{ m}^3/\text{kg} \cdot 17,18 \text{ kg s.o./zi} = 4,8 \text{ m}^3/\text{zi}.$$

Constatăm că acest volum este mai mic decât necesarul de biogaz calculat inițial. În asemenea situație, există două soluții:

- Biogazul va fi utilizat la gătit, la încălzirea apei și doar la încălzitul camerei de 12 m.
- Dejecțiile pot fi luate de la vecini, suplimentându-se astfel cantitatea de substanță organică în fermentator.

Pentru a evalua costul unei instalații, prezentăm consumul de materiale în cazul unei instalații cilindrice din beton armat cu clopot metalic plutitor pentru acumularea biogazului.

Dimensiunile instalației:

Capacitatea, m ³	Diametrul, m	Adâncimea bazinului, m	Înălțimea clopotului, m
5	1,5	3,0	1,22
10	2,0	3,0	1,32
25	3,0	4,0	2,40
50	4,0	4,35	3,0

Materiale	Volumul instalației, m ³			
	5	10	25	50
Ciment, kg	1050	1670	4100	6200
Oțel-beton, kg	56	75	300	440
Nisip, m ³	2,4	3,5	9,5	21
Pietriș, m ³	1,5	2,6	7,7	13
Balast, m ³	1,4	2,0	6,8	11
Tablă, kg	113	201	970	
Elemente din metal, kg	25	40	51	76

E) Energia și legislația cu privire la protecția mediului

Legislația are cel mai puternic impact asupra aplicabilității tehnologiilor de fermentare anaerobă: cu cât mai severe sunt cerințele față de protecția mediului, cu atât mai înalte sunt costurile proceselor tradiționale. Prin urmare, cu atât este mai aplicabilă fermentarea anaerobă a reziduurilor organice, deoarece aceasta este o tehnologie “curată”.

De exemplu, în Elveția standardele emisiilor de gaze de ardere și cerințele față de depozitarea cenușii și a produselor la purificarea degajărilor industriale fac incinerarea extrem de scumpă. Din acest considerent, în țara respectivă fermentarea anaerobă a fracției organice a deșeurilor este o alternativă acceptabilă.

Cerințele pentru un compost foarte curat după fermentarea anaerobă ridică costul pentru separarea fracțiilor componente ale deșeurilor și impune un control atât până, cât și după colectarea acestora. Concentrația materialelor grele și altor substanțe toxice trebuie să fie strict respectată. Este indicat ca produsul să nu conțină mase plastice, sticlă, pietre ceea ce asigură vânzarea îngrășământului.

Standardele emisiilor de gaze devin din ce în ce mai stricte față de concentrațiile NO_x sau CO_2 rezultat de la cogenerare, deseori impunându-se și eliminarea H_2S din biogaz. De obicei, legislația stabilește și prețul de vânzare a electricității produse. Astfel, prețurile înalte stimulează construcția instalațiilor de biogaz. În unele țări europene, cum ar fi Austria și Danemarca, producerea căldurii de la cogenerare este subvenționată se către stat.

În sfârșit, taxele pentru CO_2 sau energie provenite din utilizarea combustibililor fosili influențează profitabilitatea utilizării biogazului. Totuși, impactul acestora rămâne minim în comparație cu politica prețurilor de desfacere ce se majorază încontinuu. Un calcul economic realist va deveni posibil numai atunci când costurile sociale vor fi internalizate.

F) Costurile sociale

Costurile sociale includ toate obligațiile/datoriile neacoperite de prețul de cumpărare a energiei, adică riscul transportului, impactul asupra mediului etc. Efectul de seră, de exemplu, este cauzat de emisiile de CO_2 (50%) rezultate de la producerea energiei (inclusiv circulația transportului) din combustibili fosili. A doua sursă considerabilă de CO_2 sunt hidrocarburile halogenate (cca 20%). Urmează biomasa care de asemenea generează efectul de seră. Ponderele metanului și a N_2O este de aproape 15%.

Un studiu recent efectuat în Austria demonstrează că 32% din totalul de 411 tone/an de metan emis provine din depozitele deșeurilor solide menajere, 7% - din dejecțiile animaliere acumulate și 2,8% - din apele uzate industriale. Toate aceste surse pot fi ușor tratate prin fermentare anaerobă în condiții controlate, ceea ce înseamnă că în această țară pot fi prevenite 40% din emisiile de metan.

Dacă guvernele ar include costurile externe în prețul energiei și ar susține tehnologiile ce asigură îmbunătățirea stării mediului ambiant, prin valoare/venit adăugată, toate sursele de energie regenerabilă ar fi utilizate, fără întârziere, la scară mondială.

Astfel, deși în Elveția aceste costuri sociale au fost evaluate, ele au fost aplicate arbitrar numai în construcțiile publice. De notat că costurile suplimentare au fost subestimate intenționat (tab. 3.76).

În orice caz, contează faptul că, cel puțin, s-a întreprins încercarea de a determina aceste costuri, fie și cu un anumit grad de aproximație. Esența problemei constă în acceptarea și aplicarea costurilor respective de către organele abilitate, precum și de către toți cei interesați.

Tabelul 3.76. Costul social al energiei în Elveția [67].

Sursa de energie	Prețul actual (cenți/kWh)	Costul social (cenți/kWh)
Electricitatea	3,8-17	4,2
Petrol	2,0-3,5	6,0
Petrol (fracții grele)	1,5-3,5	7,0
Gaz natural	3,0-5,0	4,0
Lemne	3,0-5,0	1,0

BIBLIOGRAFIE

1. WASP 6.0, *User's guide*, Riso National Laboratory, 1998.
2. Troen I. and Petersen E.L., *European Wind Atlas*. Published for the European Commission by Riso National Laboratory, 1989.
3. *Didger 2, User's guide*, Golden Software Inc., 2000.
4. Dobesh H., and Kury G., *Wind Atlas for the Central European Countries*, Zentrabanstalt for Metrologic and Geolgasnic, Wien, ISSN 1016-6254, 1997.
5. Baza de date a înregistrărilor periodice a vitezei și rozei vântului la stațiile meteorologice ale Serviciului Hidrometeo de Stat al Republicii Moldova pentru anii 1990-1999.
6. T. Ambros, V. Arion, A. Guțu, I. Sobor, P. Todos, D. Ungureanu, *Surse regenerabile de energie*, Ed. "Tehnica-Info", Chișinău, 1999.
7. *L'envol industriel de l'éolienne Jeumont*,
8. Übersicht grober Anland sortiert nach Hersteller. www.windmesse.de/anlagenuesich-gross-name.html
9. DeWind magazine nr.5/2001. Element. www.dewind.de/en/downloads
10. La baromètre de l'énergie éolienne. Systèmes solaires – 2001. pp.21-29.
11. Wind Energy. L. Jarass, L. Hoffmann, A. Jarass, G. Obermair. An Assessment of the Technical and Economic Potential. A case study for the Federal Republic of Germany, commissioned by the International Energy Agency. Springer – verlag. Berlin Heidelberg, New York, 1981.
12. Wind Power. Recent Developments edit by D.J. de Renzo, New Jersey, USA, 1979.
13. А.Я. Шефтер. "Использование энергии ветра", Москва, Энергоиздат, 1983.
14. North Sea Offshore Wind – A Powerhouse for Europe, Technical possibilities and Ecological Considerations Study, Greenpeace.
15. Benjamin Dessus. Energie, un défi planétaire, Edition Belin, 1996.
16. Министерство энергетики Украины, «Расчет технико-экономических показателей ВЭС», Технический отчет, нр. 15-59, Киев, 1998.
17. Bernard Chabot, L'analyse économique de l'énergie éolienne, Liaison énergie francophonie, nr. 35, 1997.
18. A plan for action in Europe: Wind Energy - the facts, European Commission, Luxemburg, 1999.

19. Информационно-аналитический доклад, Энергетика Украины: современное состояние и перспективы развития, НТСЕУ, INED, Киев, 1998.
20. Gyde d'ingénieur, Tarification de l'électricité en France, fascicol D 4935.
21. Livre vert sur la sécurité de l'approvisionnement en énergie, Document technique, Commission Européenne.
22. Электрические станции, нр. 10, стр. 63-65, 1988.
23. И. И. Ильных, А. Б. Лозе, Восточно-Крымская и Донузлавская опытно-промышленные ветроэлектростанции: Энергетическое строительство, нр. 3, ст. 55-62, 1991.
24. Guide de l'énergie solaire. Le solaire thermique au service du développement durable. Sous la direction de Adelmanine BENALLOU et Jacques BOUGARD. IEPF, Québec, Canada, 1996.
25. The European renewable energy study. Prospects for renewable energy in the European Community and eastern Europe up to 2010. ECSS-EEC-EAEC, Brussels – Luxembourg, 1994.
26. Systèmes solaires. *L'Observateur des énergies renouvelables*. Mars- avril 2001, nr. 142.
27. Systèmes solaires. *L'Observateur des énergies renouvelables*. Septembre - octobre 1999, nr. 133, Mai - juin 2000, nr. 137.
28. Séchage solaire des produits agricoles en Europe. Programme Thermie action nr.SE22, 1996.
29. Systèmes solaires. Le Journal des énergies renouvelables. Mars-avril, nr. 136, 2000.
30. Systèmes solaires. Le Journal des énergies renouvelables. Mars-avril, nr. 142, 2001.
31. Systèmes solaires. Energie – Environnement - Développement. Mars-avril, nr. 128, 1998.
32. John A. Duffie, William A. Beckman. Solar engineering of thermal processes. Second Edition. New York: 1991.
33. *Справочник по климату СССР*. Вып. 11, Солнечная радиация, радиационный баланс и солнечное сияние. Ленинград, Гидрометеиздат, 1966.
34. *Справочник по климату СССР*. Вып. 11, СССР. Данные за отдельные годы. Часть V: Облачность. Солнечное сияние. Солнечная радиация и радиационный баланс. Кишинёв, 1979.
35. *Научно-прикладной справочник по климату СССР*. Серия 3: Многолетние данные. Часть 1-6, вып. 11 - СССР. Ленинград, Гидрометеиздат, 1990.
36. Лассе Г.Ф. *Климат Молдавской ССР*. Гидрометеиздат, Ленинград, 1978.
37. СНИП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация.
38. Тарнишевский Б.В., Адексеев В.Б., Кабилов З.А., Абуев И.М. *Солнечные коллекторы и водонагревательные установки*, Теплоэнергетика, № 6, 1995. с.48-51.
39. *Dicționarul statistic al Moldovei*. Ediție specială în 4 volume. Departamentul Analize Statistice și Sociologice al Republicii Moldova. Chișinău, 1994.
40. *Republica Moldova. Breviar statistic*. Departamentul Analize Statistice și Sociologice al Republicii Moldova. Chișinău, 2001.
41. *Republica Moldova în cifre. Culegere succintă de informații statistice: 1998*. Departamentul Analize Statistice și Sociologice al Republicii Moldova. Chișinău, 1999.
42. *Anuarul statistic al Republicii Moldova: 1997*. Departamentul Analize Statistice și Sociologice al Republicii Moldova. Chișinău, 1998.
43. Luminosu, C. Popa – Luminosu, L. Popa – Luminosu. *Studiu energetic și economic al unei stații solare cu acumulare de apă caldă, utilizată într-o gospodărie particulară din Banat*. Conferința Națională «Instalații pentru construcții și confortul ambiental», Ed.IX, Timișoara, 2000.

44. V. Arion, S. Codreanu. *Bazele calculului tehnico-economic al sistemelor de transport și distribuție a energiei electrice*. Chișinău, U.T.M., 1998.
45. Prescripții tehnice: PT MD 23-37429548-001.1999. Agregate de pompare.
46. *Le pompage photovoltaïque: manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens*. IEPF, Université d'Ottava, 1998.
47. *Photovoltaics in 2010*. Vol. 4: Micro and macroeconomics for sustainable policies on photovoltaics in Europe. EPIA, Bruxelles, 1996.
48. *Agenda Tehnică*. Editura Tehnică, București, 1990.
49. З.А. Кац. *Производство сушеных овощей, картофеля и фруктов*. Москва, 1984.
50. O.Burtea, Gh.Mihalcea, R.Cricoveanu. *Folosirea energiei solare la deshidratarea legumelor și fructelor*. București, 1981.
51. *Prima Comunicare Națională a Republicii Moldova elaborată în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind schimbarea climei*, Chișinău, 2000.
52. *Proc. Of Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Enviroment, Agriculture and Industry*, 21-24 august, Portland, Oregon, 1995.
53. *Handbook of Biogas Utilisation*. Second edition, Atlanta, Georgia, 1996.
54. *Republica Moldova în cifre*. Culegere succintă de informații statistice – 1998.
55. *Necesități tehnologice și perspective de dezvoltare. Raport elaborat în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind schimbarea climei. Ministerul Ecologiei, Construcțiilor și Dezvoltării Teritoriului, PNUD Moldova. Red. șt. V. Arion, V. Bobeică. Chișinău 2002, 176 p.*
56. *Energiile neconvenționale – superior și eficient valorificate*, Brăila, 1986.
57. Унгуряну Д. В., Ионец И.Г. Анаэробная обработка сточных вод с помощью прикрепленной микрофлоры. "Биотехнология", 1990, № 2, с. 48-50.
58. Ungureanu D., Ioneț I., *Epurarea anaerobă-aerobă a apelor uzate cu grad înalt de poluare în instalații cu microflora fixată*, Lucr. XXIX conf. "Echipamente și sisteme de instalații '95", Sinaia, România, 1995, p.152-159.
59. Topală E., *Studiu de fezabilitate. Principii de elaborare. Analiza economică și financiară a variantelor*. București, 1991.
60. IPPC, 1994, *The 1994 Report of the Scientific Assessment Working Group of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
61. "Moldova 21" – Strategia națională pentru dezvoltare durabilă (versiunea 1), Chișinău, 2000.
62. Vintilă M. Biogazul. Procese de formare și utilizări. Ed. Tehnică, București, 1989, 144 pag.
63. Köberle E. Animal manure digestion systems in Central Europe. In: Proc. of Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment; Agriculture, and Industry, August 21-24, 1995, Portland, Oregon, p.p. 753-763.
64. Bers A.R. Bioenergy recovery systems for brewery wastewater management. In: Proc. of Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment; Agriculture, and Industry, August 21-24, 1995, Portland, Oregon, p.p.724-733.
65. Ungureanu D. Bioenergia. În: Surse regenerabile de energie. Ed. Tehnică – Info, Chișinău, 1999, p.p. 281-394.
66. Saint Joly C., Morris S.A. Comercial operating experience with the Valorga Process in the municipal solid waste treatment field. In: Proc. of Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment; Agriculture, and Industry, August 21-24, 1995, Portland, Oregon, p.p. 744-752.
67. Wellinger A. Economic Viability of Anaerobic Digestion. In: Proc. of Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment; Agriculture, and Industry, August 21-24, 1995, Portland, Oregon, p.p.830-839.

4. STRATEGII ȘI POLITICI DE ÎNCURAJARE A IMPLEMENTĂRII SURSELOR DE ENERGIE REGENERABILĂ ÎN REPUBLICA MOLDOVA

4.1. Experiența statelor-membre ale UE

Strategia și politica statelor-membre ale UE cu privire la implementarea surselor de energie regenerabilă (SER) sunt prezentate în Cartea Albă: COM (97) 599 du 26.11.97 “*Énergie pour l’avenir: les sources d’énergie renouvelables – Livre blanc pour une stratégie et un plan d’action communautaires*” [1].

În acest document este expus și un plan de acțiuni care prevede ca cota energiilor regenerabile în consumul brut de energie în țările UE către anul 2010 să atingă 12%. În prezent, această cotă constituie mai puțin de 6%. Deci, se mizează pe o largă exploatare a surselor de energie regenerabilă: energia eoliană, solară, a biomasei. Întrucât în țările UE la producerea energiei electrice se consumă cca 40% de energie brută, accentul se pune pe dezvoltarea producției de electricitate din SER. În 2010 ponderea energiei electrice obținute din SER trebuie să constituie 22,1 %.

La prima vedere, se pare că, cel puțin pe termen mediu, electricitatea produsă din surse de energie regenerabilă va fi mai scumpă decât cea obținută din combustibili fosili. Dar această impresie e greșită deoarece nu se iau în calcul beneficiile de mediu și sprijinul pe care statul îl acordă energiei tradiționale.

După adoptarea strategiei cu privire la dezvoltarea SER, țările din UE au procedat la crearea mecanismelor de susținere a SER și la armonizarea acestora în cadrul comunității în condițiile de liberalizare a pieței de energie [2]: (*Rapport au Conseil et au Parlement Européen sur les exigences d’harmonisation. Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité. JO nr. L 27/20 du 30.01.1997*).

Directiva nu prevede decât un singur mecanism de încurajare a producerii electricității din SER expus în articolul 8, paragraful 3: *Un stat-membre poate cere operatorului de sistem ca la dispacerezarea instalațiilor generatoare de energie electrică, prioritate să se dea surselor de energie regenerabilă, surselor ce funcționează pe deșeuri sau surselor de cogenerare a energiei electrice și termice.*

Această dispoziție constituie o excepție de la regula fundamentală ce figurează în același articol 8, paragraful 2: *Alegerea instalațiilor de producere și utilizarea interconexiunilor se face în baza criteriilor care țin cont de prioritățile economice la producerea electricității.*

Țările-membre ale UE au dreptul să trateze în mod diferit problema susținerii SER. Din multitudinea de modalități de sprijin al SER vom menționa următoarele:

- Obligația de a garanta cumpărarea la un preț prestabilit a unei cantități definite de electricitate produsă din SER;
- Scutiri fiscale și de alte taxe;

- Acordarea de subvenții;
- Alt suport financiar: pentru cercetare și dezvoltare, investiții etc.

Unul din cele mai recente și importante documente ce determină politica statelor-membre ale UE în acest domeniu este Directiva 2001/77/EC din 27 septembrie 2001 privind promovarea energiei electrice produse din SER, pe piața unică de energie. Această directivă trasează următoarele obiective care trebuie atinse până în anul 2010:

- a) dublarea contribuției surselor regenerabile la totalul consumului de energie, de la 6% la 12%;
- b) creșterea contribuției surselor regenerabile de la 14% la 22% din consumul brut de energie electrică.

Vom menționa mai jos doar unele exemple de materializare a strategiei de implementare și susținere a SER în țările UE:

- Programul francez HELIOS 2006 [3] (Systèmes solaires. Septembre – octobre 1999, nr. 133), conform căruia vor fi montate 50 000 de instalații solare individuale pentru încălzirea apei, 25 000 m² de captatoare solare pentru sisteme colective și 1500 de instalații solare pentru încălzirea suprafețelor locative. Ajutorul financiar acordat de stat pentru o instalație cu o suprafață de captare a energiei solare de 2-3 m² constituie 4500 FF (634 \$ SUA), iar în cazul unei instalații cu un captator având aria de 5-7 m² acest suport se cifrează la 7500 FF (1056 \$ SUA). În plus, comunitatea poate oferi o primă suplimentară, astfel încât suportul financiar să acopere 50 % din costul total al instalației.
- Programul german “Solar na klar – Solar, e klar” [3] care prevede, către 2003, o suprafață de 2,4 milioane de m² de captatoare solare instalate anual și o suprafață totală de 55 milioane de m² – în 2010. Programul este patronat de cancelarul german Gerhard Schröder și de ministrul mediului Jürgen Trittin, dispunând de un buget de 4,2 milioane de \$ SUA.
- Programul francez EOLE 2005 [4] al cărui obiectiv este instalarea a 500 MW putere eoliană până în 2005. În decembrie 2000 s-a luat decizia (Systèmes solaires. Septembre – octobre, 2001, nr. 143) de a obliga regia de electricitate franceză EDF să cumpere electricitatea produsă de instalațiile eoliene cu o putere de cel puțin 12 MW pe durata unei perioade de 15 ani. Prețul de achiziție a unui kWh variază între 55 și 20 cF (0,99 - 0,36 lei) în funcție de potențialul eolian în regiunea dată.
- Peste 100 000 de familii daneze sunt acționari ai cooperativelor eoliene [5] (Systèmes solaires. Janvier – février, 2001, nr. 141). Pomovând o așa-numită politică de prime, statul danez i-a cointerestat pe fermierii din zona de vest a țării, zona cea mai săracă, dar cu un potențial eolian pronunțat, să investească în ferme eoliene. Energia electrică produsă este cumpărată la un preț fix de 0,053 euro (63 bani) per kWh. O acțiune este echivalentă cu o 1000 kWh per an. Venitul net constituie 71 euro per an pentru o acțiune care nu este supusă impozitului.

- În 1999 Germania a lansat Programul federal “100 000 de acoperișuri fotovoltaice” pentru perioada 1999-2004. În scopul realizării acestui program și a altora ce țin de utilizarea SER, în februarie 2000 parlamentul german a votat o nouă lege de susținere a SER [6]. Conform acestei legi, prețul de achiziție a energiei electrice produse din SER s-a majorat după cum urmează: eoliană – până la 0,178 DM (1,05 lei); biomasă – 0,2 DM (1,18 lei); minihidraulică – 0,15 DM (0,89 lei); fotovoltaică – 0,99 DM (5,9 lei).

4.2. Cadrul legislativ existent în Republica Moldova

În balanța energetică a RM pentru 2000 [7] consumul brut de surse de energie constituie $2818 \cdot 10^3$ t.c.c., din care $19 \cdot 10^3$ t.c.c. sau 0,7 % s-a produs la centralele hidroelectrice; $103 \cdot 10^3$ t.c.c. sau 3,6 % din lemne și deșeuri lemnoase agricole. Astfel, sursele proprii de energie în balanța energetică a RM constituie 4,3 %, toate provenind din SER.

Ținând cont de aceste realități incontestabile, ar trebui ca RM să fie un stat în care SER sunt utilizate masiv. Cu regret, constatăm că pe parcursul celor zece ani de tranziție la economia de piață s-a făcut prea puțin în acest domeniu. Specialiștii din energetica tradițională și factorii de decizie din țară nu iau în considerație experiența de 30 de ani a țărilor UE la elaborarea strategiei și politicii cu privire la promovarea SER și, îndeosebi, măsurile de încurajare a producătorilor și investitorilor locali. Totuși, în acest domeniu, au fost făcuți câțiva pași, fapt ce denotă dorința factorilor de decizie de a introduce SER în circuitul economic al țării. În continuare, vom trece în revistă documentele adoptate recent care se referă – direct sau tangențial – la problema utilizării SER.

1. Legea RM privind conservarea energiei nr. 1136–XIV din 13.07.2000 [8].

Noțiunea de conservare a energiei are o semnificație largă și, în accepția prezentei legi (art. 1), se definește ca “*activitate organizatorică, științifică, practică, tehnică, economică și informațională, având drept scop utilizarea rațională a resurselor energetice în procesul de extragere, producere, prelucrare, depozitare, transportare, distribuire și consum al acestora și atragerea în circuitul economic a surselor de energie regenerabilă*”.

Autoritatea abilitată cu administrarea activității în domeniul conservării energiei și implicit al promovării SER este Agenția Națională pentru Conservarea Energiei (ANCE) care activează în cadrul Ministerului Energeticii (art. 5), fiind finanțată din mijloacele obținute de la prestarea serviciilor și ale viitorului Fond Național pentru Conservarea Energiei (FNCE).

2. Strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2010 aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 360 din 11.04.2000 [9]. Obiectivele strategice ale politicii naționale pentru perioada de până în anul 2010 sunt:

- Finalizarea procesului de privatizare a complexului energetic și formarea pieței energetice;
- Promovarea eficienței energetice, conservării energiei;

- Asigurarea securității energetice a statului;
- Protecția mediului înconjurător.

Realizarea ultimelor trei obiective presupune și *“includerea resurselor energetice proprii, inclusiv a celor regenerabile, în balanța de consum în cazurile în care acestea se dovedesc a fi economic competitive”*.

Planul de acțiuni (Anexa nr.1) până în anul 2010 prevede crearea Centrului didactico-științific și demonstrativ în domeniul *eficienței energetice și al surselor de energie regenerabilă* (2003) și adoptarea *Legii cu privire la utilizarea surselor de energie regenerabilă* (2005).

3. Hotărârea Guvernului RM nr.1092 din 31.10 2000 [10] Cu privire la utilizarea SER. Acest document este o primă încercare de a realiza unele prevederi ale Strategiei energetice a Republicii Moldova. În planul de acțiuni anexat se preconizează desfășurarea unui număr impunător de proiecte ce țin de SER, a căror finanțare se presupune a fi realizată din *“fondurile de dezvoltare și alte fonduri create în scopul susținerii acțiunilor privind conservarea energiei; din profitul realizat din diferența dintre costul unei unități de energie obținută din resurse regenerabile și a unei unități de energie produsă din resurse minerale; donațiile organismelor internaționale”*.

4. Strategia națională pentru dezvoltare durabilă: Moldova XXI [11]. În contextul dezvoltării durabile se prevăd realizarea unor obiective și acțiuni în domeniul sectorului energetic: *utilizarea maximă a surselor alternative de energie; stimularea tranziției către un sistem energetic descentralizat, bazat pe tehnologii moderne de utilizare a surselor de energie regenerabilă (energia solară, eoliană, deșeuri etc.)*. Planul de acțiuni pentru implementarea obiectivelor Strategiei pe 2001-2020 prevede:

- *Introducerea SER în balanța de consum;*
- *Susținerea cercetărilor și informării privind tehnologiile utilizării surselor de energie regenerabilă;*
- *Lansarea unor programe speciale de educație și instruire în vederea conservării energiei.*

5. Prima Comunicare Națională a Republicii Moldova elaborată în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind Schimbarea Climei [12]. Planul de acțiuni în sectorul energetic în vederea economisirii de resurse energetice și reducerii emisiilor de GES pentru perioada 2000 – 2010 prevede *valorificarea surselor de energie regenerabilă care ar substitui 156,6 mii t.c.c. conform scenariului minim sau 969,4 mii t.c.c. conform scenariului maxim de măsuri de implementare a acestora.*

4.3. Obstacole în calea utilizării SER

4.3.1. Aspecte instituționale

Cadrul legislativ descris mai sus denotă existența unor indici pozitivi la nivelul autorităților publice centrale în privința utilizării SER. Se observă dorința arzătoare a guvernului de a include în circuitul economic surse proprii de energie, fiind vorba, de fapt, de SER.

Totodată, menționăm că deocamdată nu avem o strategie bine definită a statului cu privire la implementarea SER, cât de cât asemănătoare cu cea adoptată în țările UE [1]. În documentele amintite mai sus se constată numeroase elemente declarative, fără suport instituțional, științific, financiar etc. Adesea, principiile stipulate în diferite documente nu sunt armonizate între ele. Vom enumera aici câteva obstacole esențiale:

- În Legea cu privire la energia electrică [13] care reglementează raporturile dintre participanții la piața energiei electrice *nu este specificat accesul la rețea al producătorilor de energie electrică din SER și obligația statului cu privire la cumpărarea la un preț garantat a energiei electrice.*
- În Strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2010 [9], în compartimentul II “Obiectivele strategice ale politicii energetice” este menționat că implicarea SER în balanța de consum se face în cazul în care acestea se dovedesc a fi economic competitive. Respectiva teză, formal corectă în economia de piață, induce în eroare atât potențialii investitori în SER, cât și factorii de decizie la nivel central și local, întrucât în tariful actual pentru energie electrică *nu sunt incluse cheltuielile aferente îndeplinirii cerințelor de protecție a mediului. În plus, nu sunt luate în considerație și alte beneficii cum sunt: crearea noilor locuri de muncă, în special în sectorul rural (costul unui loc de muncă se estimează la 12 mii \$SUA [11]), micșorarea cheltuielilor valutare pentru import, creșterea securității energetice și altele.* Dacă aceste beneficii se vor lua în calcul, energia obținută din SER va deveni competitivă.
- Articolul 12 al Legii privind conservarea energiei [8] “Înlesniri acordate agenților economici care întreprind acțiuni de conservare a energiei” îi pune în condiții inegale pe producătorii autohtoni de utilaje energoeficiente cu cei care produc utilaje pentru conversiunea unea SER din cauză că înlesnirile sunt prevăzute doar pentru producătorii de utilaje energoeficiente.
- În RM nu există o autoritate abilitată care ar deține date veridice și cuprinzătoare cu privire la potențialul SER. *Statul nu dispune de atlasul vântului și cadastrul energetic eolian, de atlasul radiației solare, de catalogul deșeurilor lemnoase provenite din agricultură și silvicultură etc.*
- Până în prezent, nu a fost aprobat Programul național de utilizare a SER, primul proiect al căruia a fost elaborat în 1997 pentru perioada 1998-2005.

4.3.2. Aspectul educațional

Lipsa unei politici de stat în domeniul conștientizării populației vizavi de necesitatea utilizării SER reduce considerabil eforturile depuse în vederea implementării acestor surse. Populația RM a fost educată într-o societate în care energia și alte bunuri aveau prețuri mici, neargumentate economic. Probabil, înlăturarea acestui obstacol de ordin psihologic va cere maximum de timp și de eforturi. Tematica activităților de conștientizare trebuie să varieze în funcție de auditoriu: adulți, tineri și elevi. Va fi necesar de a implica în aceste activități universitățile și ONG-urile de profil.

În prezent, lucrările de cercetare-dezvoltare în domeniul SER sunt efectuate de echipe de cercetători și ingineri formați cu 10 – 20 ani în urmă în diferite domenii – mecanică, electrotehnică, energetică, termotehnică etc. Este necesar de a pregăti cadre tinere prin organizarea cursurilor aprofundate postuniversitare și de masterat.

4.3.3. Aspectul financiar

Mai sus s-au adus exemple din țările UE cu privire la susținerea de către stat a agenților economici care implementează SER. Guvernul RM nu are mari posibilități de a-i susține financiar pe utilizatorii de SER. Totodată, factorii de decizie din RM trebuie să conștientizeze următoarele realități:

- *Nu există nici o țară cu un sector energetic dezvoltat care, la timpul său, nu a investit masiv în energetica tradițională și nu a subvenționat combustibilii fosili. Numai după anii '90 ai sec. XX, odată cu lansarea în țările dezvoltate a politicii de liberalizare a sectorului energetic, s-a pus problema micșorării treptate și excluderii totale a subvențiilor.*
- *După același scenariu se dezvoltă și energetica SER. Toate țările care au înregistrat rezultate notabile în domeniul utilizării SER susțin financiar acest domeniu.*
- *Comunitatea internațională, inclusiv instituțiile financiare, sprijină acele state și guverne care promovează o politică ce asigură creșterea eficienței energetice, utilizarea SER și protecția mediului.*

BIBLIOGRAFIE

1. COM (97) 599 du 26.11.97 "Énergie pour l'avenir: les sources d'énergie renouvelables – Livre blanc pour une stratégie et un plan d'action communautaires".
2. Rapport au Conseil et au Parlement Européen sur les exigences d'harmonisation. Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. JO nr. L 27/20 du 30.01.1997.
3. Systèmes solaires. Septembre – octobre 1999, nr. 133.
4. Systèmes solaires. Septembre – octobre, 2001, nr. 143.
5. Systèmes solaires. Janvier – février, 2001, nr. 141.
6. Systèmes solaires. Mars – avril, 2000, nr. 136.
7. Balanța energetică a Republicii Moldova în anul 2000.
8. Legea RM privind conservarea energiei nr. 1136–XIV din 13.07.2000. Monitorul Oficial al RM nr. 157-159/1183 din 21.12.2000.
9. Strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2010 aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 360 din 11.04.2000.
10. Hotărârea Guvernului RM nr.1092 din 31.10 2000: Cu privire la utilizarea resurselor energetice regenerabile. Monitorul Oficial al RM nr.141-143/1201 din 09.11.2000.
11. Strategia națională pentru dezvoltare durabilă: Moldova XXI. Consiliul economic suprem de pe lângă Președinția Republicii Moldova. Programul Națiunilor Unite pentru Dezvoltare. Chișinău, 2000.
12. Prima Comunicare Națională a Republicii Moldova elaborată în cadrul Convenției Națiunilor Unite privind Schimbarea Climei. Ministerul Mediului și Amenajării Teritoriului. Chișinău, 2000.
13. Legea cu privire la energia electrică nr. 137-XIV din 17.09.1998.

Redactor stilist: *Tatiana Chiriță - Haile*

Copertă: *Daniela Cimpoiaș*

Procesare computerizată: *Igor Bercu*

Coli editoriale , Coli de tipar conv.

Comanda nr.

Tiraj: 500 exemplare

Editura CartDidact

str. V. Alecsandri

Tel.

Imprimare la Tipografia RECLAMA